

# **Vergleich des Einflusses von Lastmanagement-Maßnahmen und Batteriespeichersystemen auf die photovoltaische Eigenversorgung von Wohngebäuden**

## **Masterarbeit**

im Studiengang  
Regenerative Energien

vorgelegt von

Ronny Scholz  
Matrikelnummer.: 529351

am 28.4.2016  
an der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin

Erstprüfer: Prof. Dr. Volker Quaschnig  
Zweitprüfer: Tjarko Tjaden, M. Sc.

## Kurzfassung

Durch den ständigen Zubau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und den damit verbundenen erhöhten Anforderungen an das Energieübertragungsnetz, speziell im nicht dafür ausgelegten Niederspannungsnetz, ist es notwendig, die Energieflüsse dahingehend zu optimieren, dass Vor-Ort erzeugter Strom möglichst auch dort verbraucht wird.

Diese Arbeit untersucht die Potentiale von Demand-Side-Management (DSM) in Privathaushalten, um Erkenntnisse zur technischen und wirtschaftlichen Durchführbarkeit zu erhalten. In einem ersten Schritt wird ein Simulationsmodell entwickelt, welches erlaubt, verschiedene Anwendungsszenarien auszuführen und in einem zweiten Schritt durch Simulationsrechnungen zu analysieren. Auf Grundlage der Simulationsergebnisse erfolgt eine Bewertung der durchgeführten Szenarien. Hierzu werden vorhandene Bewertungsgrößen genutzt, mit denen die verschiedenen Betriebsweisen miteinander verglichen werden können. Es wird weiterhin über eine DSM-Potentialabschätzung eine überschlägige Kostenanalyse durchgeführt. Durch Sensitivitätsanalysen werden die Einflüsse der Variation relevanter Faktoren untersucht und diskutiert. Es zeigt sich, dass ein technisch sinnvoller Betrieb möglich ist. Allerdings kann ein wirtschaftlich positiv einzustufender Betrieb nicht ermittelt werden.

Einen weiteren Schwerpunkt der Arbeit bildet der Vergleich der DSM-Maßnahmen mit dem Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen. Es werden auch hier verschiedene Untersuchungen anhand der Simulationsrechnungen verifiziert und analysiert. Es zeigt sich, dass mit dem parallelen Einsatz von Batteriespeichersystemen die Einflüsse des DSM in fast allen untersuchten Szenarien praktisch nicht mehr vorhanden sind.

**Schlagwörter:** Demand Side Management, Energiemanagement, Eigenversorgung, Photovoltaik, Batteriespeicher, Autarkiegrad, Eigenverbrauchsanteil

# Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzfassung .....</b>	<b>ii</b>
<b>Inhaltsverzeichnis.....</b>	<b>iii</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation .....	1
1.2 Ziele .....	2
<b>2 Grundlagen des Demand Side Management .....</b>	<b>3</b>
2.1 Begriffserklärung.....	3
2.2 Einsatzmöglichkeiten .....	5
2.3 Potenziale .....	6
2.4 Voraussetzungen für die Anwendung .....	8
2.5 Nutzbare Geräte.....	9
<b>3 Methodik und Vorgehensweise.....</b>	<b>11</b>
3.1 Referenzverbrauch .....	12
3.2 Reale Gerätelastprofile .....	12
3.2.1 Herkunft.....	12
3.2.2 Aufbereitung .....	14
3.3 Synthetische Haushaltslastprofile .....	18
3.3.1 Herkunft.....	18
3.3.2 Aufbereitung .....	18
3.3.3 Vergleich mit Referenzwerten.....	18
3.4 Teilsynthetisches Haushaltslastprofil .....	20
3.5 Meteorologische Daten .....	22
3.5.1 Modulausrichtung Ost-/West .....	22
<b>4 Systemmodellierung .....</b>	<b>24</b>
4.1 Simulationssoftware .....	24
4.2 Modelle .....	24
4.2.1 PV-Generator .....	24
4.2.2 Wechselrichter .....	25
4.2.3 Speicher .....	25
4.3 Identifikation der Start und Endpunkte der DSM-Geräte .....	26
4.4 DSM-Algorithmus .....	31
4.4.1 Arbeitsweise .....	32
4.4.2 Ablauf .....	33

---

<b>5</b>	<b>Bewertungsgrößen</b> .....	<b>37</b>
5.1	Eigenverbrauchsanteil .....	37
5.2	Autarkiegrad .....	38
5.3	Abregelungsverluste .....	39
5.4	Zusammenfassung .....	39
<b>6</b>	<b>Simulationsanalyse</b> .....	<b>41</b>
6.1	Festlegungen .....	41
6.2	Haushaltseigenschaften .....	42
6.3	Variable Parameter .....	43
6.3.1	Verschieberichtung .....	45
6.3.2	DSM-Zeitfenster .....	52
6.3.3	Modalausrichtung .....	55
6.3.4	Anzahl der DSM-Geräte .....	60
6.4	Zusammenfassung .....	62
<b>7</b>	<b>DSM mit Batteriespeicher</b> .....	<b>64</b>
7.1	Batteriespeichersimulation .....	64
7.1.1	Autarkiegrad .....	65
7.1.2	Eigenverbrauchsanteil .....	66
7.1.3	Abregelungsverluste .....	68
7.2	Virtuelle Speicherkapazität .....	70
<b>8</b>	<b>DSM-Potenzial</b> .....	<b>72</b>
8.1	Einsparpotenzial .....	72
8.2	Potenzialhochrechnung .....	75
8.2.1	Szenario HH .....	76
8.2.2	Szenario EFH .....	77
8.2.3	Szenario PV .....	78
8.3	Vergleich der Ergebnisse .....	79
8.4	Zusammenfassung .....	80
<b>9</b>	<b>Umsetzung/Integration</b> .....	<b>81</b>
9.1	Meteorologische Prognose .....	81
9.2	Lastprognose .....	81
9.3	Kommunikation .....	82
9.4	Betriebsstrategie Speicher .....	82
9.5	Algorithmus .....	83
<b>10</b>	<b>Fazit</b> .....	<b>84</b>



---

<b>11</b>	<b>Ausblick .....</b>	<b>86</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>vi</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>ix</b>
	<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>xiii</b>
	<b>Eidesstattliche Versicherung .....</b>	<b>xiv</b>
	<b>Anhang.....</b>	<b>xv</b>

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Mit dem Fortschreiten der Energiewende und der damit einhergehenden variablen Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energiequellen wird das Energieerzeugungs- sowie Übertragungssystem grundlegenden Veränderungen unterworfen. Die Volatilität der erzeugten Energie sorgt für hohe Spitzenwerte in allen Netzebenen. Um die Stabilität der Energieversorgung auch mit der Umstellung auf regenerative Energien gewährleisten zu können, ist es notwendig, eine Vielzahl zur Verfügung stehender Möglichkeiten zu kombinieren um, neben dem Einsatz von Batteriespeichern, den Verlust des sehr hohen Speicherpotenzials fossiler Brennstoffe ausgleichen zu können.

Es sind, neben den versorgungsseitigen Maßnahmen wie Netzausbau, Effizienzsteigerung in Energieerzeugung und Energiewandlung sowie Speichernutzung auch Maßnahmen auf der Verbraucherseite zu nennen. Hierzu gehören die dezentrale Energieerzeugung, die Nutzung effizienter Geräte ebenso wie Energiespeicher für den Hausgebrauch als auch Beeinflussung des Lastganges sowie ein verändertes Nutzerverhalten.

Die verringerte Steuerbarkeit der Energieerzeugung durch den Ausbau erneuerbarer Energien führt dazu, dass die bisher hauptsächlich versorgerseitig orientierte Steuerung (Supply Side Management) des Energiebedarfs stärker auf die Verbraucherseite ausgeweitet wird. Diese verbrauchsseitige Steuerung (Demand Side Management) kann zu einem flexibleren Lastgang und einer besseren Integration von erneuerbaren Energien im Hinblick auf Netzdienlichkeit und Versorgungssicherheit führen. Dadurch wird das Potenzial der volatilen Energieerzeugung besser ausgenutzt.

Mit Erreichen der Netzparität [PfSa16] hat sich der Einsatz von Photovoltaik (PV)-Systemen nachhaltig geändert. Bei einem durchschnittlichen Strompreis von 29 Cent/kWh [Bdew15] liegen die Gestehungskosten von Solarstrom deutlich unter dem Bezugspreis für Haushaltsstrom [Pvs15]. Es gilt nicht mehr allein, die höchste Einspeisemenge zu erreichen, sondern den Strom direkt zu verbrauchen oder zu speichern. Das Ziel, im Haushaltsbereich mit eigener dezentraler Energieerzeugung, ist die Optimierung des Eigenverbrauchs. In diesem Zusammenhang stellen verbrauchsseitige Laststeuerungen ein Speicherpotenzial dar, welche zur Vergrößerung von Eigenbedarf und Autarkie genutzt werden kann.

## 1.2 Ziele

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, den Einfluss von Demand Side Management im Haushaltsbereich anhand von Untersuchungen an einer bestimmten Gerätegruppe aufzuzeigen. Dabei besteht eines der Hauptanliegen darin, vorhandene Potenziale aufzuzeigen. Es soll dargestellt werden, welchen Effekt das Ausnutzen dieser Potenziale haben kann sowie der Frage nachgegangen werden, ob es technologische oder ökonomische Begrenzungen zum Einsatz dieser „Technologie“ gibt.

Weiterhin werden Parameter zur Bewertung der Einflüsse untersucht. Anhand von Simulationsergebnissen soll eine Potenzialabschätzung zum gesamten DSM-Potenzial der untersuchten Gerätegruppe erfolgen.

Folgende Fragen fassen die Zielsetzung dieser Arbeit zusammen:

- Wie wirkt sich DSM auf die Energieversorgung in Haushalten mit eigener Stromerzeugung aus?
- Welchen Anteil haben DSM-Maßnahmen an der Vergrößerung des Eigenverbrauchs?
- Mit welchen Methoden lassen sich DSM-Maßnahmen sinnvoll darstellen und bewerten?
- Hat es einen ökologischen sowie ökonomischen Mehrwert, die DSM-Potenziale im Haushalt zu nutzen?
- Ist ein Mehrwert für den gleichzeitigen Einsatz von DSM und Batteriespeicher zu erwarten?

## 2 Grundlagen des Demand Side Management

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit den Grundlagen und Gründen des Demand Side Managements.

### 2.1 Begriffserklärung

Bedeutete DSM bisher „[...] Spitzenlastkappung durch Abwurf industrieller Großverbraucher und das Auffüllen der nächtlichen Lasttäler [...]“[Gils13] so verändert sich dies hin zu einer Flexibilisierung des Lastgangs, um der Erzeugung von Wind und Sonne zu folgen.

Ein Teilbereich dieser Flexibilisierung ist das quasi-Speicherpotenzial verschieb- und schaltbarer Lasten. Durch das eigenbedarfsoptimierte Verschieben eines Gerätes verändert sich die durch den Prozess verbrauchte Energie nicht. Sie wird lediglich zu einem anderen Zeitpunkt abgerufen. In diesem Sinne können DSM-Maßnahmen als Stromspeicher betrachtet werden [RoGH10]. Da das Stromnetz selbst keine Speicherfähigkeit besitzt, kann die verringerte Regelbarkeit der Stromerzeugung verbraucherseitig teilweise durch Ausnutzung dieses Speicherpotenzials ausgeglichen werden. Demand Side Management in Form der Flexibilisierung des Lastgangs ist somit eine folgerichtige Entwicklung, die in Zusammenhang mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien steht.

Weitere, oft genutzte Begrifflichkeiten, die sich auf die verbrauchsseitige Nachfragerregelung beziehen, sind:

- Demand Response (DR)
- Demand Side Integration (DSI) [Apel12]
- Demand Side Response (DSR) [Apel12]
- Demand Side Bidding (DSB) [Lind07]
- Spining Reserve (SR) [PaDi11]

Begriffsdefinitionen erfolgen u.a. auf Grundlage der Arbeit folgender Institutionen:

- Department of Energy (DoE), USA
- Europäische Kommission (EU Kommission)
- Internationalen Energie Agentur (IEA)
- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE)
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE)

Dabei werden verschiedene Kriterien zur Begriffsbildung genutzt:

- zeitliche Auswirkung der Veränderung
- Anreizart, wie z.B. flexible Tarife oder Vergütung bei Teilnahme

Der VDE bietet eine Definition, von der in der vorliegenden Arbeit Gebrauch gemacht wird. Abbildung 1 zeigt die Begrifflichkeiten dieser Definition und deren Zusammenhänge. Demand Side Integration (DSI) wird als Oberbegriff gewählt und enthält Demand Side Response (DSR) sowie Demand Side Management (DSM).

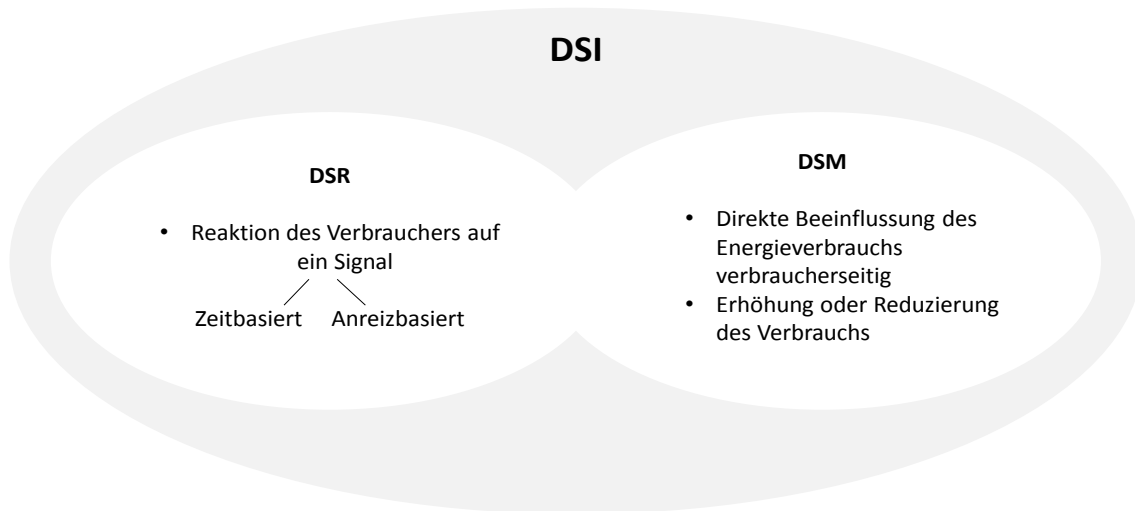


Abbildung 1: Definition Demand Side Management nach [Apel12].

DSR ist die Reaktion des Verbrauchers auf verschiedene, meist finanzielle Anreize. In Deutschland ist DSR, anders als in den USA, bisher kaum verbreitet. Eine grundlegende Flexibilisierung der Strombezugstarife ist dafür unumgänglich [Apel12]. Ebenso müssen die nötigen Kommunikationskanäle zur Übertragung der Anreizsignale geschaffen werden.

In dieser Arbeit wird für DSM die Definition des VDE angewandt:

Definition:

„Demand Side Management umfasst die direkte Beeinflussung des Energieverbrauchs auf der Verbraucherseite. Dabei kann der Energieverbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt erhöht oder reduziert werden [Apel12].“

## 2.2 Einsatzmöglichkeiten

Zwei Einsatzmöglichkeiten wurden schon angesprochen: Die Spitzenlastkappung sowie die Flexibilisierung des Lastganges. Abbildung 2 zeigt neben den beiden genannten weitere Einsatzbereiche.

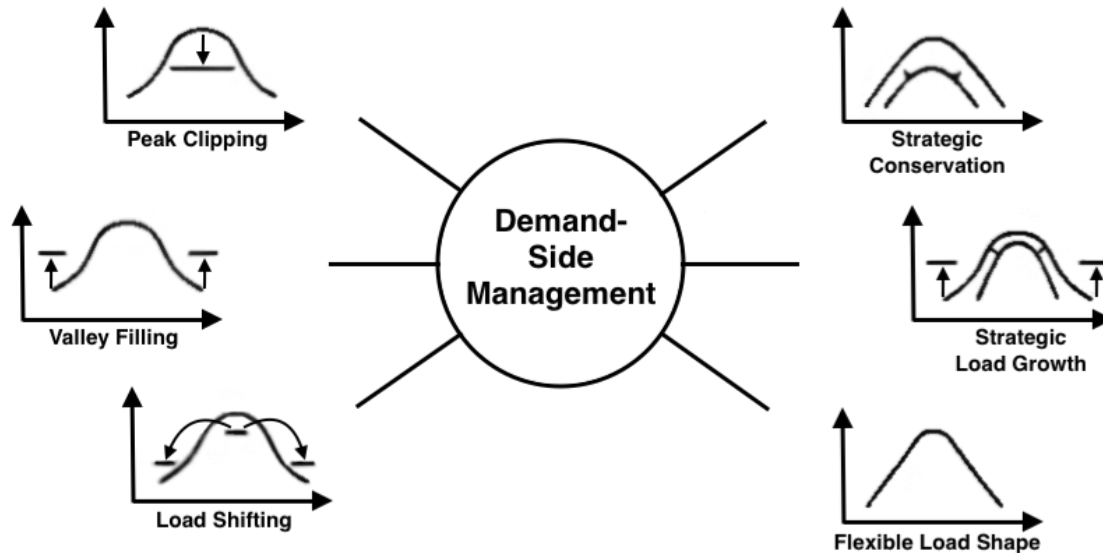


Abbildung 2: Anwendungen DSM [KAEH13].

Eine Anwendung von DSM besteht in der Teilnahme an Spot- und Reservemärkten [Dena10]. Diese Anwendungen beziehen sich jedoch auf regelbare Leistungen > 10 MW und sind demzufolge im Industriebereich angesiedelt. Dazu gehören:

- Valley filling und Peak Shaving (Load Shifting, Spitzenlastkappung)
- Ersatz für Regelenergie: statt mit (teurer) Regelenergie Angebot und Nachfrage auszugleichen, kann durch Verschieben, An- und Abschalten der gleiche Effekt erreicht werden. Positive Regelenergie kann bereitgestellt werden, indem Prozesse und Geräte unterbrochen werden bzw. deren Start verzögert wird. Negative Regelenergie steht dann zur Verfügung, wenn zusätzliche Geräte oder Prozesse eingeschaltet werden [RoGH10].
- Einsatz zum Bilanzkreisausgleich

Des Weiteren verbleiben folgende Prozesse, die unter dem Begriff „flexibler Lastgang“ zusammengefasst werden und Anwendung im Haushaltsbereich finden können:

- Lastverschiebungsprozesse
- Lathaltungs-, Lastreduktions- und Lastvergrößerungsprozesse (Strategic Conservation, Peak Clipping und Strategic Load Growth)

Im Rahmen dieser Arbeit wird vor allem die Kategorie „flexibler Lastgang“ durch Implementierung in repräsentative Haushalte untersucht.

## 2.3 Potenziale

Es gibt eine Reihe von Studien, welche sich mit dem Potenzial von DSM im Haushalt beschäftigen. In diesem Kapitel werden einige genannt und ihre Ergebnisse vorgestellt. Diese Aufzählung erhebt keineswegs Anspruch auf Vollständigkeit.

In Abbildung 3 sind die theoretischen DSM-Potenziale im Haushaltsbereich dargestellt. Es ist deutlich zu sehen, dass das größte Potenzial bei den Geräten bzw. Prozessen liegt, welche Speicherfähigkeit aufweisen. Speicherfähigkeit bezeichnet hierbei die Fähigkeit, thermische Energie, die durch Strom Einsatz erzeugt wird, speichern zu können. Auf Grund der thermischen Zeitkonstanten können diese Geräte problemlos und ohne Beeinflussung des Nutzers während des Betriebs abgeschaltet werden.

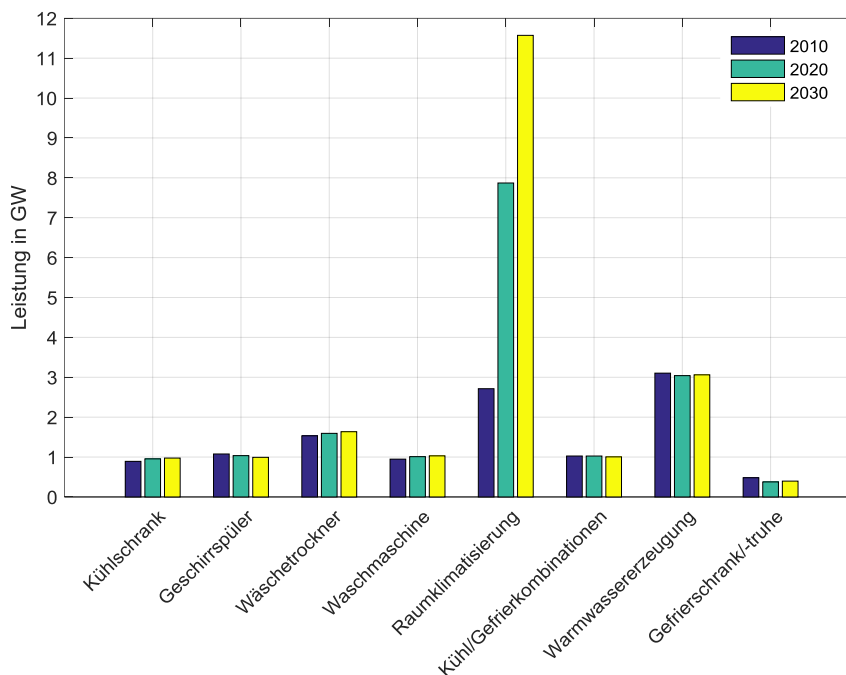


Abbildung 3: Theoretisches DSM-Potenzial in Haushalten, Sommerfall, nach [Apel12].

Um einen Überblick über die Aussagen bisheriger Untersuchungen zu erhalten, werden die Ergebnisse in Tabelle 1 zusammengefasst. Eine Gemeinsamkeit aller Studien besagt, dass das größte theoretische DSM-Potenzial im Haushaltsbereich<sup>1</sup> zu finden ist. Trotz der methodischen Unterschiede der aufgeführten Untersuchungen lässt sich eine Größenordnung des DSM-Potenzials in Deutschland erkennen.

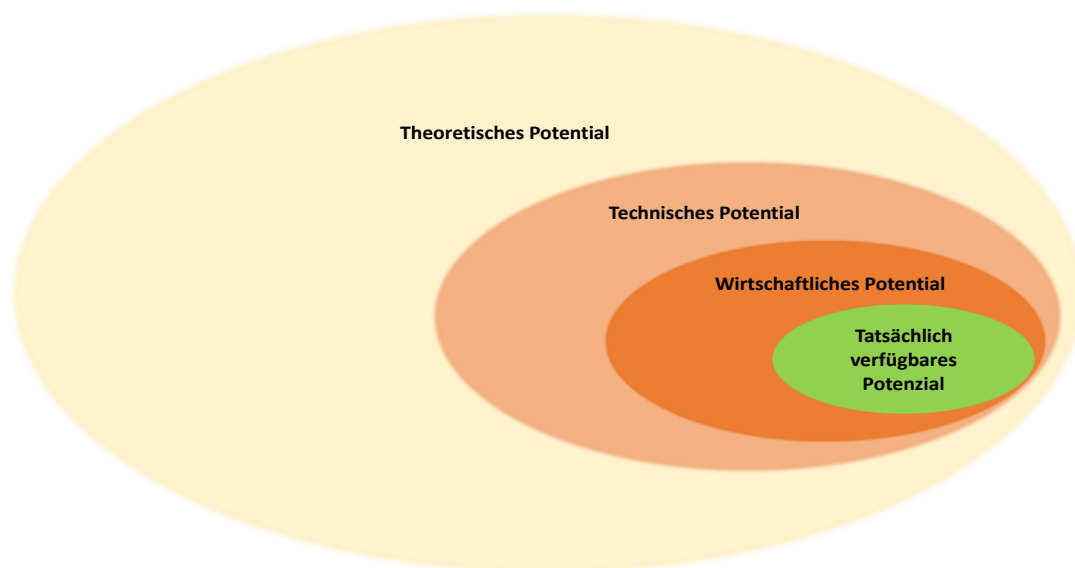
<sup>1</sup> Das Fehlen von Studien und Potenzialanalysen für den Bereich Gewerbe / Handel / Dienstleistung (GHD) kann als Grund angesehen werden. Nach [Apel12] und [Stad05] tragen speziell thermische Verbraucher im GHD Bereich stark zum gesamten DSM-Potenzial bei.

Tabelle 1: Zusammenfassung relevanter Studien nach [Apel12] und eigene.

Studie	Jahr	Potenzial im Haushalt	Quelle
Klobasa	2007	1,8 GW technisches Potenzial für Wasch- und Spülmaschine sowie Trockner	[Mari07]
Dena II	2010	15 GW theoretisches Potenzial für Wasch- und Spülmaschine sowie Trockner	[Dena10]
Ffe	2010	160 MW pos. und 730 MW neg. Regelenergie für verschiedene Haushaltsgeräte	[RoGH10]
VDE	2012	12 GW technisches Potenzial, hauptsächlich thermische Verbraucher	[Apel12]
	2010	2,6 GW im Haushalt technisches Potenzial	
Gawlik	2013	+ ca.75 % Punkte Autarkiegrad und Eigenverbrauch	[Gawl14]
Groiss	2008	3 GW	[Groi08]

Die VDE-Studie kommt zu dem Ergebnis, dass von den 13 GW technischem DSM-Potenzial ca. 2,6 GW technisches Lastverschiebungspotenzial im Jahr 2010 im Bereich Haushalt (vgl. Abbildung 3) vorhanden waren. Im Jahr 2020 könnte der vom VDE prognostizierte Anteil von technisch nutzbarem Potenzial im Haushalt bei 3,8 GW liegen. Der Gesamtanteil kann 18 GW erreichen. Im Jahr 2030 wird von einem technischen Potenzial im Haushalt von 6 GW bei 35 GW Gesamtpotenzial ausgegangen.

Etwa 20 % des technischen Potenzials sind laut VDE-Studie auch tatsächlich nutzbar. Abbildung 4 verdeutlicht das qualitativ.

Abbildung 4: Ermittlung des praktischen DSM-Potenzials<sup>2</sup> nach [RoGH10] und [WSLF13].

<sup>2</sup> Die Darstellung ist nicht Maßstabsgetreu.



Als theoretisches Potenzial wird die „[...] physikalisch maximal aufschließbare Energiemenge eines Energieträgers oder einer Energiequelle [...]“ verstanden [WSLF13].

Das technische Potenzial stellt eine Einschränkung hinsichtlich des theoretischen Potenzials in der Form dar, das „[...] Stand der Technik, derzeit erreichbarer Wirkungsgrade sowie Standortverfügbarkeiten [...]“ die Zahl der Geräte verringern [WSLF13].

„Das wirtschaftliche Potenzial begrenzt das technische Potenzial hinsichtlich ökonomischer Randbedingungen.“ [WSLF13]

Die tatsächlich verfügbaren Geräte sind diese, die vom Nutzer zum Betrieb frei gegeben werden, nicht defekt sind oder aus anderen Gründen nicht aktiv sein können.

## 2.4 Voraussetzungen für die Anwendung

Durch die veränderte Einspeisesituation in das Niederspannungsnetz, hervorgerufen durch dezentrale Erzeugung und leistungsintensive Verbraucher, wie etwa Wärmepumpen, haben sich die Belastungsverhältnisse der Netze grundlegend geändert. Der typische Leistungsfluss in NS-Netzen war bisher gekennzeichnet durch Einspeisung in eine Ortsnetzstation aus einem vorgelegerten Netz. Sämtliche Schutz- und Steuersysteme konzentrierten sich fast ausschließlich auf diesen Punkt [Neus13]. Dies erklärt, warum die Automatisierung der Niederspannungsnetze im Gegensatz zu den höheren Netzebenen sehr gering ausgeprägt ist. Eine Steuerung der Lasten, wie es möglicherweise für DSM-Anwendungen sinnvoll sein kann, auf dieser Netzebene verlangt demzufolge eine Ausrüstung der als regelbare Verbraucher identifizierte Geräte und Prozesse mit Messtechnik zum Erfassen des Zustandes als auch mit fernregelbarer Schalttechnik.

Sogenannte Smart-Meter vereinbaren diese Forderungen. Smart-Meter können auf vom Wetter abhängige Strompreise [HaUD12] ebenso reagieren wie auf Entwicklungen des Strommarktes, welche die Nachfrageelastizität erhöhen [Dena10]. Weiterhin ermöglichen sie die dezentrale Erzeugung zu erfassen und erhöhen damit die Verbrauchs- und Kostentransparenz [HaUD12].

Die Flexibilisierung der Haushaltslasten könnte durch Smart-Meter beschleunigt oder gar erst ermöglicht werden. Denn, wie oben angesprochen, ist die Automatisierung des Niederspannungsnetzes bisher kaum realisiert.

Folgende Voraussetzungen für DSM im Haushalt müssen erfüllt sein:

- Kommunikationskanäle zu allen teilnehmenden Geräten
- Steuerkanäle zu allen teilnehmenden Geräten
- (flexible Stromtarife)
- Klärung rechtlicher Fragen

Die Integration von DSM im Haushaltsbereich ist also mit einem technologischen sowie ökonomischen Aufwand verbunden.

## 2.5 Nutzbare Geräte

- Jedes Gerät, das an DSM-Maßnahmen teilnimmt, benötigt eine Kommunikationsschnittstelle. Es wird schnell klar, dass selbst bei geringen Investitions- und Betriebskosten (inklusive Standby Verbrauch der Schnittstelle) die Ausstattung aller Geräte eines Haushaltes mit einer speziellen Schnittstelle nicht realistisch ist. Das Kosten-/Nutzenverhältnis muss genau untersucht werden.
- Ein DSM-fähiges Gerät sollte ein ausreichend großes Potenzial besitzen, um den Zusatzverbrauch und die Investitionskosten einer Kommunikationsschnittstelle zu rechtfertigen.
- Das Gerät sollte in großen Stückzahlen existieren oder produziert werden. Eine große Durchdringung ist gleichbedeutend mit einem großem Regelpotenzial.
- Ein weiteres Kriterium zur DSM-Fähigkeit stellt die Forderung dar, dass ein durch DSM-Maßnahmen geschaltetes oder verschobenes Gerät bilanziell keinen höheren Energie- bzw. Leistungsbedarf haben soll als ohne die DSM-Maßnahme<sup>3</sup>. Dies gilt beispielsweise für Waschmaschinen, wenn diese im Betrieb unterbrochen werden (was technisch problemlos möglich ist) und nach der Unterbrechung zusätzliche Energie benötigen, um das ursprüngliche Temperaturniveau wiederherzustellen.
- Weiter sollte der DSM-Betrieb die Funktion des Gerätes nicht in einem Maß einschränken, dass der Nutzer in der Handhabung zu stark einschränkt wird.

Zusammenfassung der Forderungen an Geräte damit sie an DSM-Maßnahmen teilnehmen können:

- a) ein genügend großes Energiepotenzial pro Gerät
- b) ein genügend großes Gesamtenergiepotenzial (hohe Durchdringung)
- c) bilanziell keinen größeren Energiebedarf
- d) geringe Nutzerbeeinflussung durch DSM-Maßnahmen

---

<sup>3</sup> U.U. ist diese Forderung zu hinterfragen sollte der Nutzen durch die Abschaltung größer sein als die zusätzlich verbrauchte Energie.

Die zu untersuchenden Haushaltsgeräte werden in zwei Gruppen unterschieden:

- Geräte mit Speicherfähigkeit
- Geräte ohne Speicherfähigkeit

Als Geräte mit Speicherfähigkeit werden alle Geräte bezeichnet, die über thermische Speicherfähigkeit verfügen. Dazu gehören Kühlgeräte, Klimageräte (thermische Speicherfähigkeit des klimatisierten Raumes), Wärmepumpe und Warmwasseraufbereitung. All diesen Geräten ist gemeinsam, dass sie in kontinuierlichem Betrieb laufen und eine Unterbrechung ihrer Aktivität weder Betriebs,- noch Komforteinschränkungen nach sich zieht [Apel12]. Die Länge der Unterbrechung, und somit das Potenzial des Gerätetyps, ist von den Zeitkonstanten und dem zulässigen Temperaturbereich abhängig.

Geräte ohne Speicherfähigkeit können nur in ihrem Betrieb verschoben werden. Zu dieser Kategorie von Geräten im Haushalt zählen: Waschmaschine, Spülmaschine, Trockner und (regelbare) Pumpen.

Geräte wie Beleuchtung, Bildschirme oder Kleingeräte sind aus ökonomischen Gründen kaum geeignet, an DSM teilzunehmen. Sie widersprechen Forderung a) und d).

Diese Arbeit widmet sich den Geräten ohne Speicherfähigkeit, die den Forderungen a) bis c) genügen<sup>4</sup>. Abbildung 5 zeigt, wie hoch der Anteil der Haushaltsgeräte in Prozent in allen Haushalten ist. Die Geräte Waschmaschine und Geschirrspüler haben einen hohen Durchdringungsgrad [Stat14]. Der Durchdringungsgrad des Trockners wird laut [Apel12] auf 50 % steigen.

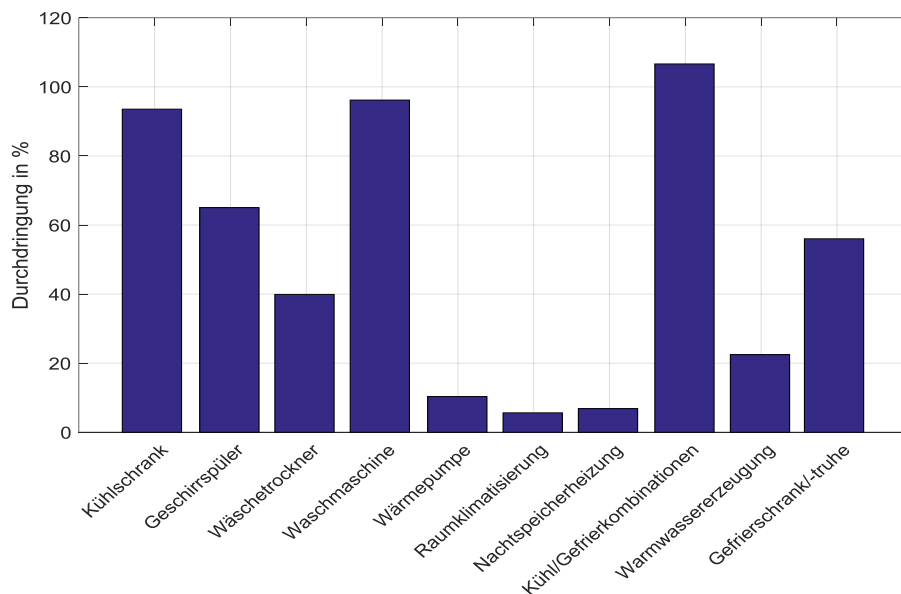


Abbildung 5: Durchdringung DSM-relevanter Haushaltsgeräte, nach [Apel12].

<sup>4</sup> Forderung d) ist insofern gesondert zu betrachten, als dass hier nur technische Potenziale simuliert werden. Die Akzeptanz und das individuelle Nutzerverhalten gehen nicht in die Untersuchungen ein. In Abbildung 4 entspricht dieser Bereich dem tatsächlich verfügbaren Potenzial.

### 3 Methodik und Vorgehensweise

Als Grundlage zur Simulation des Einflusses von DSM-Maßnahmen in Haushalten stehen mehrere Datensätze zur Verfügung, welche Messungen von verschiedenen Haushaltsgeräten über einen längeren Zeitraum aus mehreren Haushalten beinhalten. Bei diesen Haushalten handelt es sich sowohl um Wohnungen in Mehrfamilienhäusern als auch um Einfamilienhäuser. Aus diesen Daten werden die Werte der zu verschiebenden Geräte in ein Simulationsprogramm importiert, bereinigt und vervollständigt.

Um eine gute Vergleichbarkeit der Simulationsergebnisse nach der Lastverschiebung zu erreichen, wird ein synthetisches Lastprofil mit den realen Gerätelastprofilen kombiniert. Dadurch entstehen beim Vergleich der energetischen Simulationsergebnisse Unterschiede nur durch die DSM-Geräte.

Aus dem synthetischen Profil werden die vorhandenen DSM-Geräte entfernt. Im nächsten Schritt werden die aufbereiteten Jahreszeitreihen der realen DSM-Geräte nach ihrer ursprünglichen Haushaltszugehörigkeit hinzugefügt. Es entstehen teilsynthetische Haushaltslastprofile in der Anzahl der zur Verfügung stehenden realen Haushalte.

Es wird ein Algorithmus aus mehreren Funktionen entworfen, der neben der automatischen Erkennung der Gerätestarts die Geräte anhand idealer Last- und Erzeugungsprognose nach bestimmten Kriterien im Tagesverlauf an die Stelle setzt, die den geringsten Energiebezug aus dem Netz an dem Tag zur Folge hat. Dabei werden verschiedene Faktoren wie DSM-Zeitfenster, Ausrichtung des Generators und Richtung, in welche die Geräte geschoben werden können, variiert. Um den Einfluss der DSM-Maßnahmen abschätzen zu können werden aussagekräftige Kennwerte ermittelt.

## 3.1 Referenzverbrauch

Zur Beurteilung des synthetischen sowie teilsynthetischen Haushaltslastprofils wird ein Referenzprofil benötigt.

Die Ermittlung des durchschnittlichen Stromverbrauchs einer vierköpfigen Familie in [BoHA11] erfolgte durch die Mittelung von vierzehn durchschnittlichen Stromverbräuchen gemäß aktuellen Studien. Das Ergebnis ist ein Energieverbrauch  $E_{\text{Ref}}$  von 4506 kWh/Jahr. Dieser Wert wird als Referenz für das synthetische Lastprofil sowie zur Validierung des teilsynthetischen Profils genutzt.

## 3.2 Reale Gerätelastprofile

In diesem Kapitel wird die Herkunft und grundlegende Bearbeitung der Rohdaten für die gemessenen Gerätelastprofile dargelegt.

### 3.2.1 Herkunft

Die Greend (Green Electrical Energy Dataset) Messkampagne wurde innerhalb des MONERGY2 Projekts [ADWS14] durchgeführt. Dieses Projekt hatte zum Ziel, Lösungen vorzuschlagen, um in der österreichischen Region Kärnten und der italienischen Region Friaul-Julisch Guila den Energieverbrauch zu senken.

Die Messkampagne erstreckte sich über mehr als ein Jahr. Der größte Teil der Messwerte wurde 2014 erzeugt. Über Zusammensetzung der Bewohner und weitere Eigenschaften geben die Technical Reports [Mona15] und [Vers15] Auskunft. Die Messwertaufnahmen erfolgten in neun Haushalten. Dazu wurden, bis auf einen Haushalt, jeweils acht bis neun Geräte pro Haushalt in sekundlicher Auflösung aufgezeichnet.

Die Daten werden auf Eignung überprüft. Dabei wird die Eignung von folgenden Kriterien abhängig gemacht:

- gewünschte DSM-Geräte sind vorhanden
- genügend Messdaten sind vorhanden.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Vollständigkeit der Datensätze der DSM-Geräte. Die Haushalte werden für diese Arbeit mit HH abgekürzt und zur Unterscheidung mit der dazugehörigen Zahl versehen. Die gemessenen Stunden beziehen sich auf die Stunden des Jahres. Für HH0 heißt das: Es gibt für 5530 Stunden von 8760 Stunden Messwerte. Diese Messwerte sind jedoch unabhängig von einer Geräteaktivität.

Tabelle 2: Übersicht der nutzbaren DSM-Geräte und Datenvollständigkeit.

<b>Haushalt</b>	<b>gemessene Stunden</b>	<b>Entspricht %/Jahr</b>	<b>vorhandene Geräte</b>	<b>Eignung</b>
HH0	5530 h	63 %	Waschmaschine Spülmaschine	+ +
HH1	5080 h	58 %	Waschmaschine Spülmaschine	+ +
HH2	5517 h	63 %	Waschmaschine Spülmaschine Trockner	+ + +
HH3	3834 h	44 %	Waschmaschine Spülmaschine	+ +
HH4	4415 h	50 %	Waschmaschine	+
HH5	4180 h	48 %	Waschmaschine	+
HH6	-	-	keine	-
HH7	< 1000 h	< 12 %	Spülmaschine	-
HH8	-	-	keine	-

Folgende Haushalte sind für die weitere Benutzung nicht brauchbar:

- Haushalt 6 enthält Summenmessungen, es sind keine Einzelgeräte identifiziert.
- Haushalt 7: beinhaltet Teilmessungen von 12 % der Gesamtzeit des Jahres. Dies erschien nicht ausreichend, um den Datensatz als Jahresprofil nutzen zu können.
- Haushalt 8 wird zwar in den Projektunterlagen geführt, es waren dafür aber keine Datensätze vorhanden.

Zur weiteren Datenaufbereitung wurden HH0 bis HH5 ausgewählt.

Die Art der Haushalte und die Bewohnerstruktur werden in Tabelle 3 wiedergegeben.

Tabelle 3: Bewohner- und Aktivitätsübersicht der ausgewählten Haushalte [MEED14].

Haushalt	Typ	Bewohner		Allgemeine Tätigkeiten
		Anzahl	Art	
HH0	EFH (AT)	2	Rentner	meist zu Hause
HH1	EFH (AT)	3	Studenten	zu unterschiedlichsten Zeiten zu Hause
HH2	Whg. (AT)	2	Junges Paar	Tags außerhalb, abends und am Wochenende meist zu Hause
HH3	EFH (AT)	3	Älteres Paar, erwachsener Sohn	Frau: Hausfrau Mann/Sohn: berufstätig
HH4	EFH (AT)	4	Eltern + 2 Kinder	Teilzeit- und Vollzeitarbeit
HH5	Whg. (IT)	2	Junges Paar	Tags außerhalb, abends und am Wochenende meist zu Hause

### 3.2.2 Aufbereitung

Die Daten der Gerätelastprofile der Greend Messkampagne liegen als csv-Dateien mit UTC Unix Time Stamp vor und werden importiert. Abbildung 6 zeigt die importierten Rohdaten der DSM-fähigen Geräte. Diese Rohdaten wurden in einem ersten Schritt mit einem durchgängigen, sekunden aufgelösten Zeitstempel vom 1.1.2014 bis 31.12.2014 versehen. Die Messwerte werden an die gleiche Stelle des neuen Zeitstempels gelegt, an der sie sich im originalen Zeitstempel befanden.

Deutlich zu sehen sind die vorhandenen Messlücken in den Datensätzen. Diese beziehen sich sowohl auf die Messdaten als auch auf den Originalzeitstempel. Weiterhin sind die unterschiedliche Häufigkeit der Gerätenutzung und die Ausstattung mit entsprechenden Haushaltsgeräten gut erkennbar.

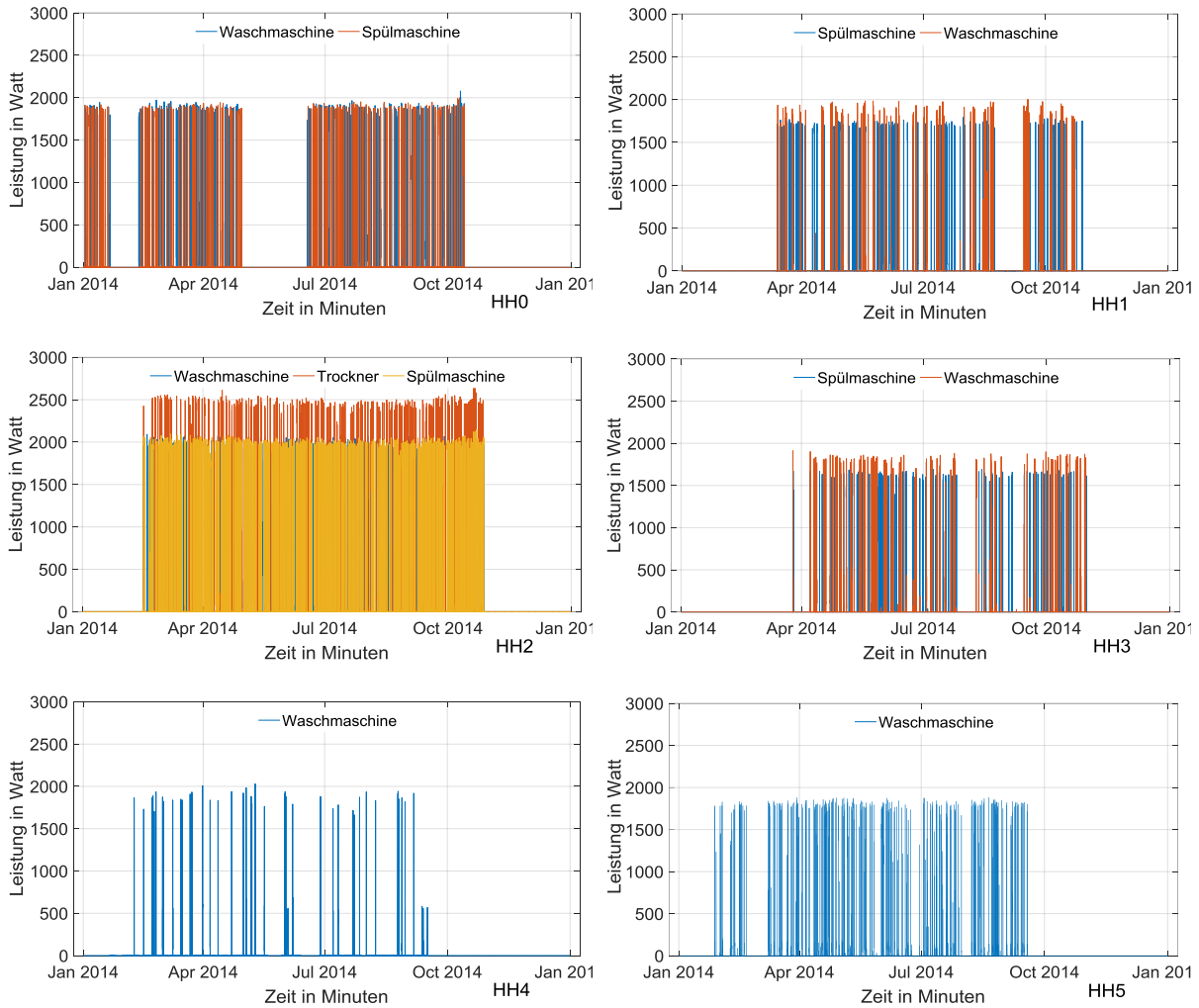


Abbildung 6: Rohdaten der Häuser HH0 – HH5.

Im nächsten Schritt wird die zeitliche Auflösung von einer Sekunde auf eine Schrittweite von einer Minute vergrößert. Das verringert die Rechenzeit und den Speicherbedarf bei der Simulation.

Die in Abbildung 6 sichtbaren Lücken in den Messreihen werden mit Werten des gleichen Wochentages von einer anderen Stelle im Jahr automatisiert<sup>5</sup> aufgefüllt. Dazu werden Daten möglichst aus der Woche vorher oder nachher genutzt. Ist die Lücke größer, dann kommen die Daten aus der entsprechenden Zeit vorher oder nachher. Dieses Vorgehen folgt der Annahme, dass davon auszugehen ist, dass sich das Verbrauchsverhalten an einem bestimmten Tag gleichen Typs in der gleichen Jahreszeit im Mittel nicht stark verändert<sup>6</sup>. Es wird ein jahreszeitlich

<sup>5</sup> Dieser sehr frühe Teil der Arbeit könnte mit dem Wissensstand zum Ende der Arbeit deutlich besser umgesetzt werden. Die Lücken werden nicht vollständig automatisiert ausgefüllt.

<sup>6</sup> Ausnahmen davon bilden z.B. Feiertage wie Pfingsten, Ostern und Weihnachten.



konstanter Gebrauch von Waschmaschine, Spülmaschine und Trockner unterstellt. Dieses Vorgehen wird in einem späteren Schritt durch Vergleichen der Energieverbräuche mit dem Energieverbrauch eines Referenzprofils auf Plausibilität untersucht.

Abbildung 7 zeigt beispielhaft an HH0 die Quelle (grau) und die neue Position (gelb) der verschobenen Daten.

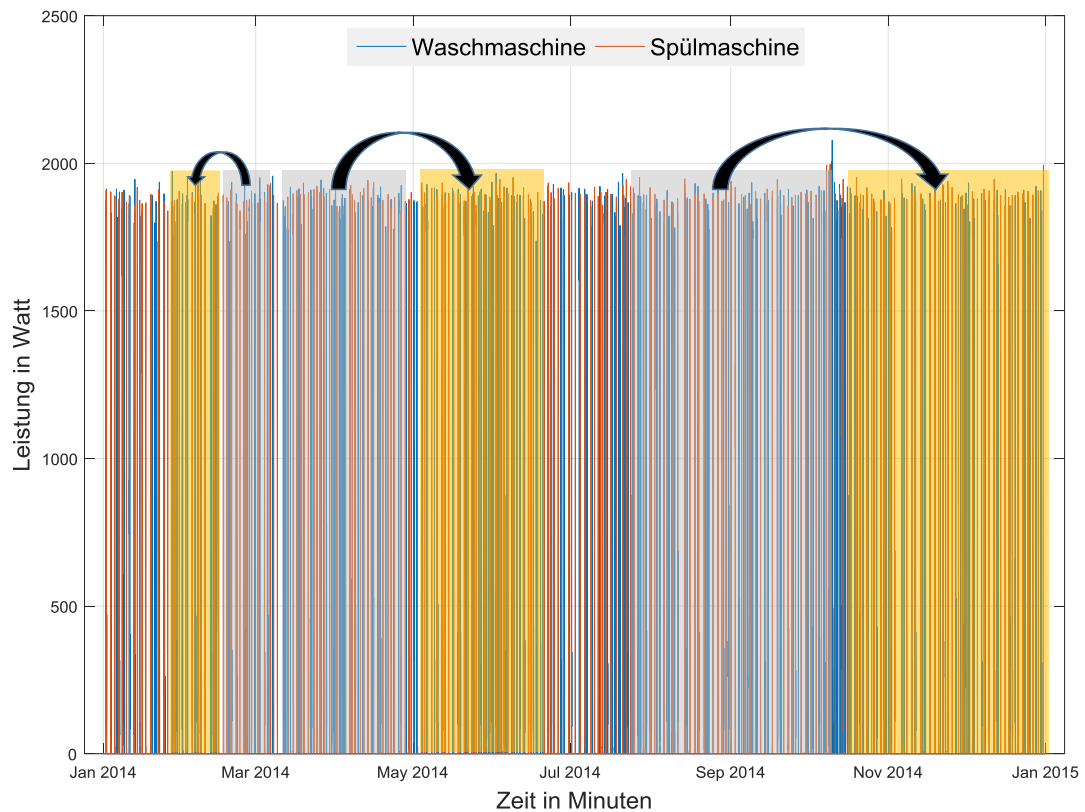


Abbildung 7: Beispielhafte Darstellung: Datensatz mit ausgefüllten Messlücken.

Abbildung 8 zeigt die Zeitreihen der DSM-Geräte nach dem Ausfüllen der Messlücken aller Haushalte. Charakteristische Lücken, welche als Urlaubszeit zu erkennen waren (sehr geringer dauerhafter Verbrauch z.B. eines Kühlgerätes), wurden als solche belassen, um den Verbrauchscharakter beizubehalten. Waren diese Lücken nicht erkennbar, wurde das Jahr komplett aufgefüllt.

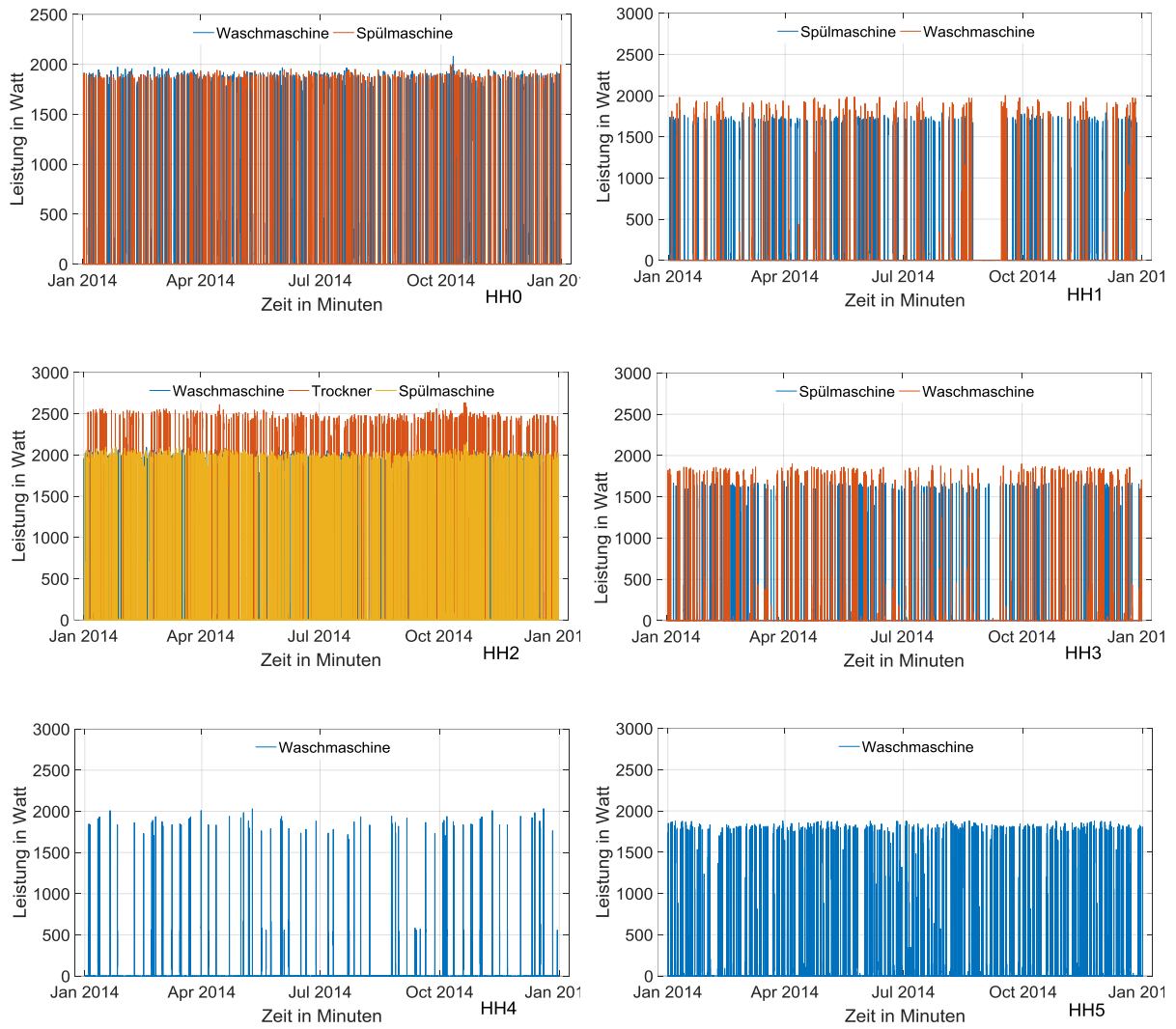


Abbildung 8: Lastprofile der DSM-Geräte HH0 bis HH5 nach dem Füllen der Messlücken.

### 3.3 Synthetische Haushaltslastprofile

Um Aussagen über die Wirkung der DSM-Maßnahmen treffen zu können, werden Haushaltslastprofile benötigt, die alle weiteren Geräte eines typischen Haushaltes und deren Verbräuche enthalten. Diese Profile werden mit einem Lastprofilgenerator erzeugt. Um ein passendes Lastprofil auswählen zu können, werden verschiedene synthetische Profile mit dem Referenzverbrauch verglichen.

#### 3.3.1 Herkunft

Die Erzeugung eines synthetischen Profils erfolgt mithilfe des Load Profile Generators<sup>7</sup> (LPG). Der LPG simuliert als verhaltensbasierter Lastprofilgenerator das „[...] Verhalten der Bewohner innerhalb eines Haushaltes mit den alltäglichen Tätigkeiten[...]“ [Pfp12]. Die Informationen des Nutzerverhaltens führen so zu einem zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs. Der LPG ermöglicht die Definition eigener Haushalte mit frei wählbaren Geräten und Bewohnerstrukturen. Nach der Definition der Bedürfnisse der Bewohner sowie der Geräteausstattung führen die Tätigkeiten kombiniert mit den Gerätelastprofilen zu einem Haushaltslastprofil. Es ist aber auch möglich, vorgefertigte Haushalte auszuwählen. Weiter ermöglicht der LPG die Standortangabe des zu erzeugenden Profils mittels Längen- und Breitengraden [Pfp12]. Für die Untersuchungen wurde ein vorgefertigter Haushalt in sekundlicher Auflösung erzeugt.

#### 3.3.2 Aufbereitung

Um ein entsprechendes Lastprofil zu generieren, werden aus der Datenbank des LPG drei Haushalte erzeugt in denen die untersuchten DSM-Geräte vorkommen. Dies geschieht, um einen typischen Haushalt zu generieren. Die synthetischen DSM-Geräte werden nach der Erstellung des Jahresprofils entfernt und durch die DSM-Profile der realen Geräte ersetzt. Es wurden keine weiteren Einstellungen am LPG vorgenommen.

Folgende Bedingungen werden an das synthetische Lastprofil gestellt:

- Jahresverbrauch entspricht in etwa dem durchschnittlichen Stromverbrauch einer vier-köpfigen Familie.
- Waschmaschine, Spülmaschine und Trockner müssen in den simulierten Haushalten vorhanden sein.

#### 3.3.3 Vergleich mit Referenzwerten

Abbildung 9 zeigt auf der linken Seite die Energieverbräuche der synthetischen Haushalte aus dem LPG ohne DSM-Geräte (blau) und den Verbrauch der DSM-Geräte (orange). Diese werden

---

<sup>7</sup> ©2010-2014 (up to version 1.3.5) TU Chemnitz, Professur Technische Thermodynamik, Developed by Noah Pflugradt.

verglichen mit den Verbrauchswerten des HH2 aus der Messkampagne, der als einziger der realen Haushalte alle drei DSM-Geräte enthält, sowie dem Referenzwert aus Kapitel 3.1.

Haushalt CHR 57 ist im Vergleich der synthetischen Lastprofile dem Referenzverbrauch am nächsten. Im Vergleich zu HH2 ist ebenso eine große Übereinstimmung festzustellen.

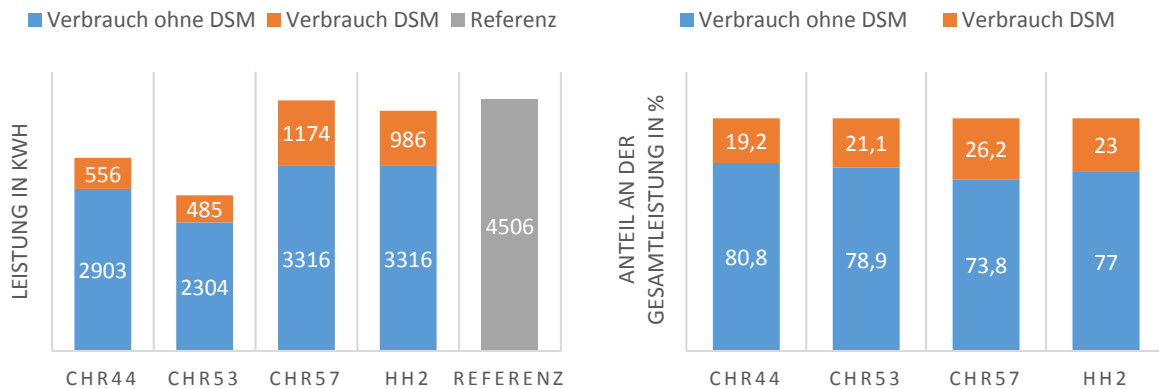


Abbildung 9: Links: Vergleich der Zusammensetzung verschiedener synthetischer Lastprofile mit Werten des HH2 der Greend-Messkampagne und dem Referenzwert. Rechts: Prozentuale Zusammensetzung der synthetischen Lastprofile im Vergleich mit dem Lastprofil des HH2

Auf der rechten Seite von Abbildung 9 ist der Anteil des Verbrauchs der DSM-Geräte am Gesamtverbrauch der untersuchten synthetischen Lastprofile und des HH2 in Prozent dargestellt. Hier zeigt sich ebenfalls die Ähnlichkeit des synthetischen Lastprofils CHR 57 mit dem des HH2.

Das synthetische Lastprofil CHR 57 wird auf Grund seiner geringen Abweichung von 0,4 % zum Referenzlastprofil (4506 kWh) als Hintergrundlastprofil ausgewählt. Das Verbrauchsprofil liegt nach der Erzeugung als csv-Datei in Minutenaufösung vor. Im Folgenden wird dieses synthetische Lastprofil abzüglich der Zeitreihen für die synthetischen DSM-Geräte als Baseload bezeichnet.

Abbildung 10 zeigt den mittleren Tagesgang des Lastprofils CHR 57 mit (links) und ohne DSM-Geräte (rechts). Anhand dieser Darstellung lässt sich einerseits der zeitliche Einsatz der DSM-Geräte ableiten als auch die Höhe der von ihnen verbrauchten Energie abschätzen.

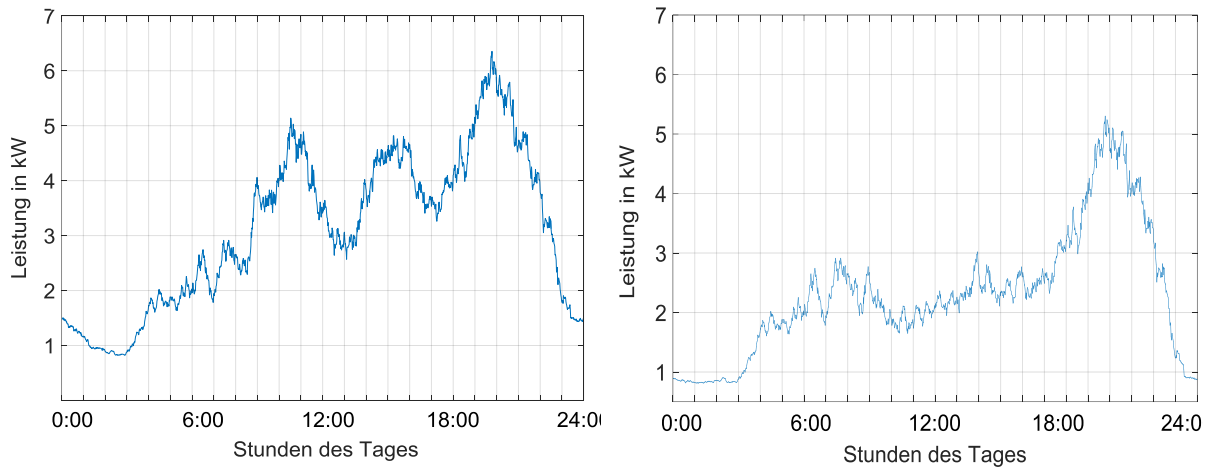


Abbildung 10: Mittlerer Tageslastgang des synthetischen Lastprofils CHR 57 mit DSM-Geräten (links) und nach entfernen der DSM-Geräte (rechts).

Der Tagesverlauf glättet sich nach Entnahme der DSM-Geräte. Die Lastspitzen um 11:00 Uhr und 17:00 Uhr verringern sich deutlich. Der Nachtverbrauch verringert sich etwas. Der Peak der Abendspitze ist um etwa 1 kWh gesunken. Dieses Lastprofil gehört eindeutig zu einem tagaktiven Haushalt.

### 3.4 Teilsynthetisches Haushaltslastprofil

Das als Baseload bezeichnete synthetische Lastprofil wird mit den DSM-Geräten der einzelnen Häuser verknüpft. In diesem Kapitel werden die neu entstandenen, teilsynthetischen Haushaltslastprofile mit den Referenzwerten verglichen. Zum einen soll die Frage beantwortet werden, ob die vereinfachende Annahme des jahreszeitlich konstanten Verbrauchs zulässig ist. Dies geschieht anhand der Größe des DSM-Anteils der Haushaltslastprofile. Entspricht der Anteil der DSM-Geräte am Gesamtverbrauch dem Referenzwert, scheint die Annahme gerechtfertigt. Zum anderen soll eine Einschätzung der Eigenschaften der neu entstandenen Lastprofile erfolgen.

Dieses Haushaltslastprofil liegt in Sekundenauflösung vor. Die Leistungswerte  $P$  werden multipliziert mit der Zeit  $t$  durch Aufsummieren in Energie umgerechnet:

$$E = \sum P \cdot \Delta t \quad (3-1)$$

Der resultierende Jahresenergieverbrauch  $E_{V,J}$  setzt sich zusammen aus dem im Lastprofilgenerator erzeugten Baseload  $E_{BL}$  sowie dem Jahresverbrauch der zu untersuchenden Geräte aus der Greend-Messkampagne  $E_{DSM,G}$ :

$$E_{V,J} = E_{BL} + E_{DSM,G} \quad (3-2)$$

Der als Baseload bezeichnete „Hintergrundverbrauch“  $E_{BL}$  ergibt sich aus dem Gesamtjahresverbrauch  $E_{V,LPG}$  abzüglich des Jahresverbrauchs der DSM-Geräte aus dem LPG:  $E_{DSM,LPG}$ .

$$E_{BL} = E_{V,LPG} - E_{DSM,LPG} \quad (3-3)$$

In Abbildung 11 werden die resultierenden Jahresenergieverbräuche  $E_{V,J}$  der entstandenen teilsynthetischen Lastprofile mit dem Referenzverbrauch  $E_{Ref}$  aus Kapitel 3.1 verglichen. Die Abweichungen im Energieverbrauch der DSM-Geräte fallen erwartungsgemäß deutlich aus. Das liegt an der unterschiedlichen Anzahl der DSM-Geräte in den gemessenen Haushalten.

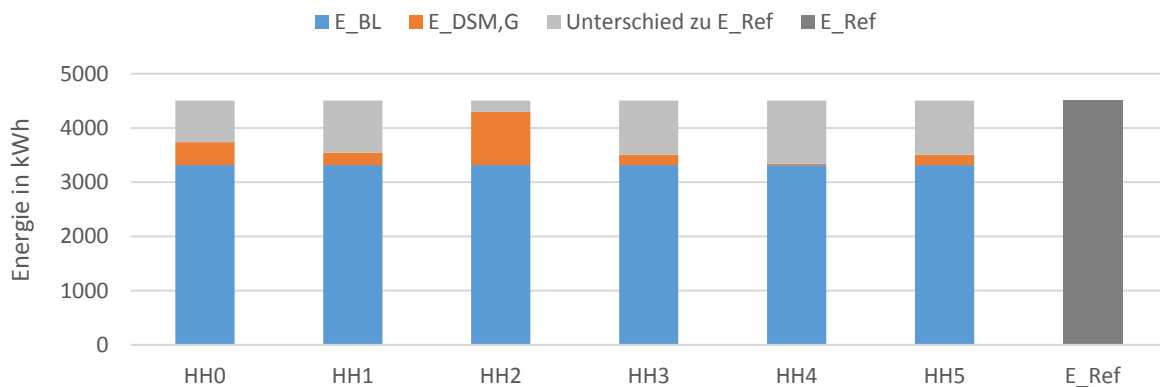


Abbildung 11: Vergleich des resultierenden Jahresenergieverbrauchs mit dem Referenzwert.

In diesem Vergleich zeigt sich, dass die resultierenden Jahresverbräuche der Haushalte größtenteils deutlich unter dem Wert des Referenzwertes von 4506 kWh liegen. Es gibt Abweichungen zum Referenzwert von 4 % bis 26 %. Dies ist damit zu begründen, dass die Verbräuche der gemessenen DSM-Geräte zum Teil sehr klein sind und nicht den üblichen Durchschnittswerten entsprechen, beziehungsweise aus Haushalten mit weniger Personen stammen. Dies führt dazu, dass die im späteren Verlauf zu bestimmenden DSM-Potenziale eher unter- als überschätzt werden. Weiter wird dabei klar, dass HH2 einer realistischen Potenzialabschätzung am nächsten kommt, da hier der kleinste Unterschied zum Referenzverbrauch vorliegt.

Somit lässt sich auch die Frage nach der Zulässigkeit der Annahme der konstanten jahreszeitlichen Gerätenutzung teilweise beantworten. Dieses Vorgehen führt nicht zu unrealistischen Anstiegen im Verbrauch und scheint somit angebracht. Genauere Untersuchungen mit einer größeren Anzahl an Haushalten kann hier weitere Klarheit bringen.

Abbildung 12 verdeutlicht die Unterschiedlichkeit der entstandenen Profile hinsichtlich des prozentualen Anteils der DSM-Geräte am Gesamtverbrauch. Zum Vergleich ist ebenfalls die prozentuale Verteilung des synthetischen Profils CHR57 dargestellt.

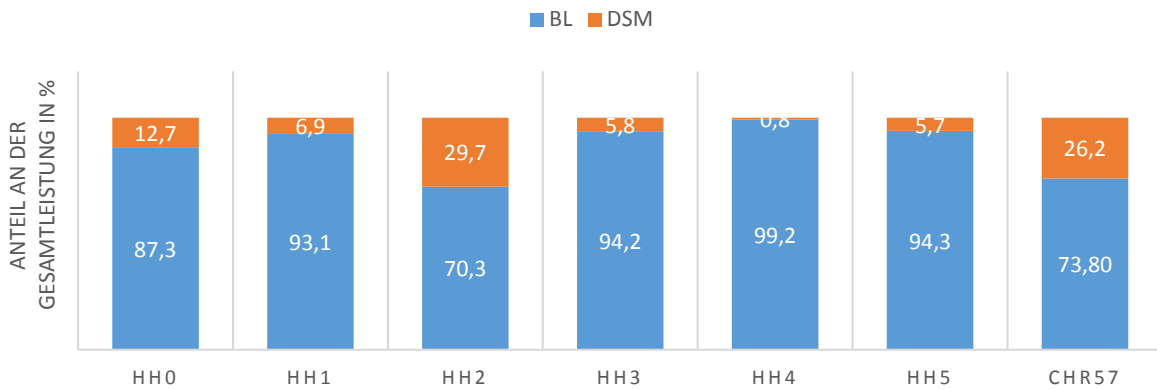


Abbildung 12: Vergleich der prozentualen Anteile der synthetischen Baseload (blau) und der gemessenen DSM-Geräteprofile (orange).

Anhand der prozentualen Aufteilung lässt sich schon eine erste Abschätzung zum DSM-Potenzial der jeweiligen Haushalte vornehmen. Während HH0 und HH2 gute bis sehr gute Potenziale besitzen sollten, sind HH1, HH3 und HH5 mit einem geringen Potenzial ausgestattet. Das Potenzial von HH4 ist sehr gering.

### 3.5 Meteorologische Daten

Zur Simulation des Lastverschiebepotenzials werden PV-Einstrahlungsprofile benötigt. Dazu stehen Messwerte des meteorologischen Observatoriums Lindenberg (Brandenburg) des Deutschen Wetterdienstes (BSRN/DWD) zur Verfügung. Die Messdaten wurden im Jahr 2004 aufgenommen. Die Jahressumme der Bestrahlung beträgt 1073 kWh/m<sup>2</sup>. Die Auswahl des Jahres 2004 beruht auf Untersuchungen aus [Weni13]. In der Messreihe wurden Global- und Diffusbestrahlungsstärke bei horizontaler Ausrichtung in Minuten-Auflösung gemessen. Weiterhin liegen Lufttemperaturwerte in der gleichen Auflösung vor.

Die Umrechnung auf die Generatorebene geschieht für den Direkt- und Diffusanteil getrennt voneinander. Der Diffusanteil steht als Messwert zur Verfügung und kann direkt umgerechnet werden. Der Direktanteil wird aus der globalen Bestrahlungsstärke ermittelt und über geometrische Zusammenhänge auf die Generatorebene umgerechnet. Für den Diffusanteil wird das Modell von Klucher verwendet [Kluc79]. Der Anteil der Bodenreflexionen wird durch den Albedo-Wert ausgedrückt. Ist dieser Wert nicht bekannt, kann er nach [Quas15] mit 0,2 angenommen werden.

### 3.6 Modulausrichtung Ost-/West

Es werden auch die Einflüsse der DSM-Maßnahmen auf Ost-/West ausgerichtete PV-Module untersucht. Wie in Kapitel 1 dargelegt, ist nicht mehr die größtmögliche PV-Erzeugung und Einspeisung das Bemessungskriterium für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage. Dies führt, vor

allem im Hinblick auf die neuen Fördermöglichkeiten für PV-Batteriesysteme durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) [Kfw16] und ein erhöhtes PV-Potenzial durch zusätzliche Nutzung der Ost-/Westausrichtung, zu einer verbesserten Nutzbarkeit dieser Potenziale.

Die PV-Erzeugungsdaten für die Ausrichtung der PV-Module nach Ost-/West werden mit den vorher beschriebenen Daten des Observatoriums Lindenberg aus dem Jahr 2004 im Rahmen dieser Arbeit erzeugt. Dazu wird die Bestrahlungsstärke für die Ausrichtung Ost/West mit einer Neigung von  $35^\circ$  berechnet. Diese vereinfachende Annahme wird damit begründet, dass sich die Untersuchung auf Einfamilienhäuser bezieht. Bei diesen ist größtenteils mit Satteldächern und Anstellwinkeln der Dachseiten zwischen  $30^\circ$ - $40^\circ$  für alle Richtungen auszugehen [Weni13]. Die zur Simulation des PV-Ertrags verwendeten Modelle für Ost-/Westausrichtung werden in Kapitel 4.2 beschrieben. Abbildung 13 links zeigt die Einstrahlungswerte in  $\text{W/m}^2$  des Jahres 2004 nach der Berechnung. In Abbildung 13 rechts sind exemplarisch zwei Tage des Jahres dargestellt. Es sind deutlich die für Ost-/West Ausrichtung typischen zwei Maxima zu erkennen.

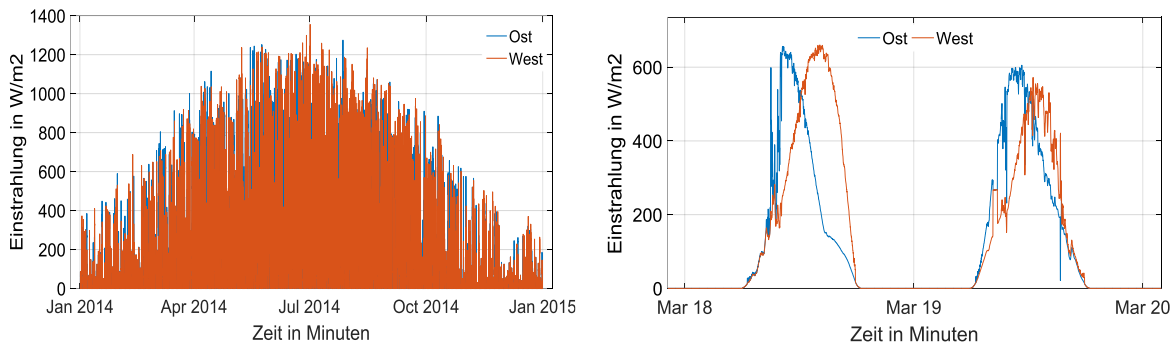


Abbildung 13: Einstrahlung mit Modulausrichtung Ost-/West für das gesamte Jahr (links) und für 2 Tage (rechts).



## 4 Systemmodellierung

Im folgenden Kapitel wird die Modellierung des Simulationsumfeldes beschrieben. Neben der Simulationssoftware werden die Modelle vorgestellt, mit denen simuliert wurde. Weiterhin wird beschrieben, wie die zur Simulation notwendigen Geräteparameter aus den Eingangsdaten ermittelt werden.

### 4.1 Simulationssoftware

Zur Simulation der Lastverschiebungspotenziale wird die Software Matlab<sup>®8</sup> verwendet. Diese eignet sich für die Analyse großer Datenmengen ebenso gut wie für die Algorithmen-Entwicklung. Es können externe Daten in Form von Textdateien eingelesen und als Matrizen im Programm bearbeitet werden. Der Name Matlab<sup>®</sup> steht für **Matrix laboratory**. Die Software ist speziell für mathematische Berechnungen von Matrizen entwickelt worden und findet u.a. überall dort Anwendung, wo große Datenmengen zum Einsatz kommen.

### 4.2 Modelle

In diesem Kapitel werden wichtige Modelle vorgestellt und beschrieben, die nicht im Rahmen dieser Arbeit entstanden aber in der Simulation eingesetzt werden.

#### 4.2.1 PV-Generator

Es wird ein in [Weni13] beschriebenes PV-Modell genutzt, welches für die Arbeit zur Verfügung gestellt wurde. Es werden multikristalline Siliziummodule simuliert. Als Eingangsparameter werden die Bestrahlungsstärke auf der Generatorebene (Umrechnung gemäß Kapitel 3.5) sowie die Umgebungstemperatur benötigt.

Das elektrische Verhalten des PV-Generators wird nach [BeHB04] abgebildet. Es setzt sich aus drei Stützpunkten des MPP-Wirkungsgrades zusammen. Eingang in die Berechnungen des Modells finden außerdem die Temperatur und die leistungsabhängigen Leitungsverluste. Der MPP-Mismatch (abweichende Modulkennlinien) wird mit 2 % angenommen, die maximalen Kabelverluste mit 4 %.

Das thermische Verhalten des Modells kann nach [Weni13] mit einem PT1-Glied und einer thermischen Zeitkonstante von 10 Minuten beschrieben werden.

---

<sup>8</sup> © 1994-2015 The MathWorks, Inc.

Um eine gute Vergleichbarkeit aller untersuchten Häuser zu gewährleisten, wird die Größe der simulierten PV-Anlage  $P_{PV}$  spezifisch dem Jahresgesamtverbrauch  $E_{V,J}$  angepasst. Dabei entspricht der Verbrauch von einer Megawattstunde (MWh) des simulierten Haushalts der Erzeugungsleistung von einem Kilowatt Peak (kWp). Abbildung 14 verdeutlicht das:

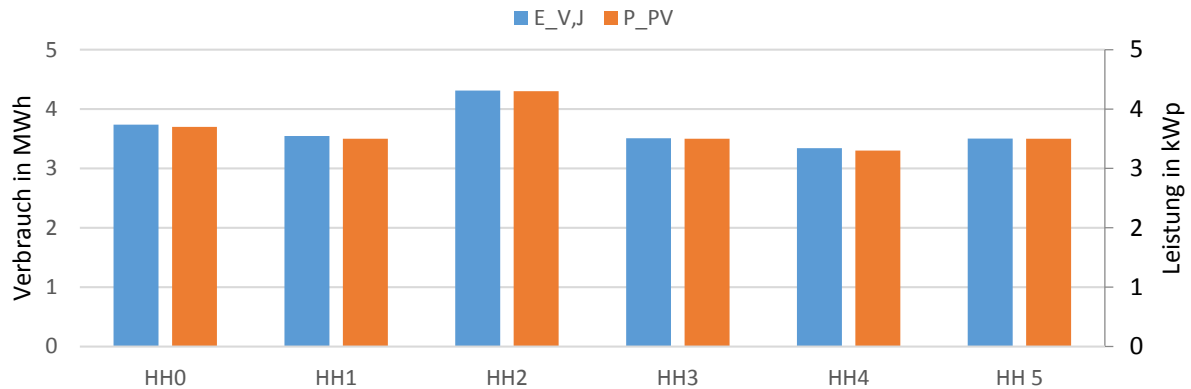


Abbildung 14: Jahresverbrauch der Haushalte (blau) und darauf bezogene Auslegungsleistung (orange) der simulierten PV-Anlage.

## 4.2.2 Wechselrichter

Im Wechselrichter wird der von der PV-Anlage erzeugte Gleichstrom in Wechselstrom gewandelt und für die Nutzung von Wechselstromverbrauchern beziehungsweise zur Netzeinspeisung zur Verfügung gestellt.

Das elektrische Verhalten wird nach Schmidt und Sauer [ScSa96] modelliert. Das Verhältnis Gesamtleistung der PV-Anlage zu AC Leistung des Wechselrichters (sizing Ratio, SR) wird mit 1 angenommen.

## 4.2.3 Speicher

Vereinfachend sollen die in Akkumulatoren zusammengefassten Sekundärelemente Batteriespeicher genannt werden. Das Modell des AC-gekoppelten Batteriespeichers simuliert einen Lithium-Ionen-Batteriespeicher mit Wechselrichter mit leistungsabhängiger Kennlinie. Die Betriebsstrategie des Batteriespeichers lässt keine Entladung in das Netz zu. Bei PV-Strom Überschüssen wird der Speicher geladen, bei Defiziten wird der Speicher entladen.

Das Wechselrichtermodell, das in Kapitel 4.2.2 beschrieben wurde, wird auch als Batteriespeicherwechselrichter verwendet.

Der Energieinhalt der Batterie  $E_{Bat}$  gibt an, wieviel Energie gespeichert werden kann und wird vereinfachend Speicherkapazität genannt.

Um die Alterungsprozesse einer Batterie zu verringern, wird der nutzbare Bereich der Speicherkapazität eingeschränkt. Somit werden Tiefentladung und Völlladung, welche stark zur Alterung

eines Lithium-Ionenspeichers beitragen, vermieden. Die Höhe des idealen minimalen und maximalen Ladezustandes (state of charge, soc) ist technologieabhängig. Wenn im Folgenden von (Batterie)Kapazität gesprochen wird, ist damit die durch den minimalen und maximalen soc eingeschränkte Nennkapazität gemeint.

Der Energiewirkungsgrad  $\eta_{wh}$  wird nach [StEl12] mit 95 % angenommen.

Der Alterungsfaktor soll die zyklische und kalendarische Alterung der Batterie abbilden und wird mit 0,9 nach [Weni13] festgelegt.

### 4.3 Identifikation der Start und Endpunkte der DSM-Geräte

Ziel der Start- und Endpunktbestimmung der Geräteeinsätze aus den Verbrauchsprofilen ist es, alle Einsätze der DSM-Geräte im Jahresprofil automatisch zu erkennen. Dies ist die Grundlage für den zu entwickelnden Algorithmus. Nur wenn diese Informationen bekannt sind, kann das Gerät an die ideale Position gesetzt werden. Folglich kann dieser Vorgang als idealtypische Aufbereitung für DSM-Anwendungen gesehen werden.

Um die Geräte im Algorithmus verschieben zu können, müssen folgende Informationen bekannt sein:

- Startzeitpunkt der Geräteaktivität
- Endzeitpunkt der Geräteaktivität

Aus diesen Zeitpunkten und dem Jahresprofil resultieren:

- Laufzeit pro Einsatz
- Verbrauch pro Einsatz

Die Vorgehensweise bei der Bestimmung der Start- und Endpunkte lässt sich folgendermaßen zusammenfassen: Wird ein vorher definierte Schwellwert in einem Intervall-Mittel überschritten, so wird an diese Stelle ein Marker für den Startpunkt gesetzt. Wird im Laufe der Aktivität ein Schwellwert im Intervall-Mittel unterschritten, so wird ein Marker für den Endpunkt gesetzt.

Zur Bestimmung der Start- bzw. Endpunkte eines Geräteeinsatzes wird ein gleitender Mittelwert über einem zuvor definierten Intervall gebildet. Über der Intervalllänge erfolgt die Überprüfung, ob der definierte Schwellwert überschritten wird. Dies wird für jeden Messpunkt wiederholt. Intervalllänge und Schwellwert sind so zu wählen, dass eine kurzzeitige Unterschreitung des Schwellwertes während des Betriebes nicht sofort zu einer Markierung führt. Abbildung 15 (links) zeigt die Start- und Endpunkte zweier Waschmaschinen aus dem Lastprofil des HH0 bei einer Intervalllänge von einer Minute und einem Schwellwert von 10 W. Auf den ersten Blick erscheinen die Ergebnisse recht plausibel.

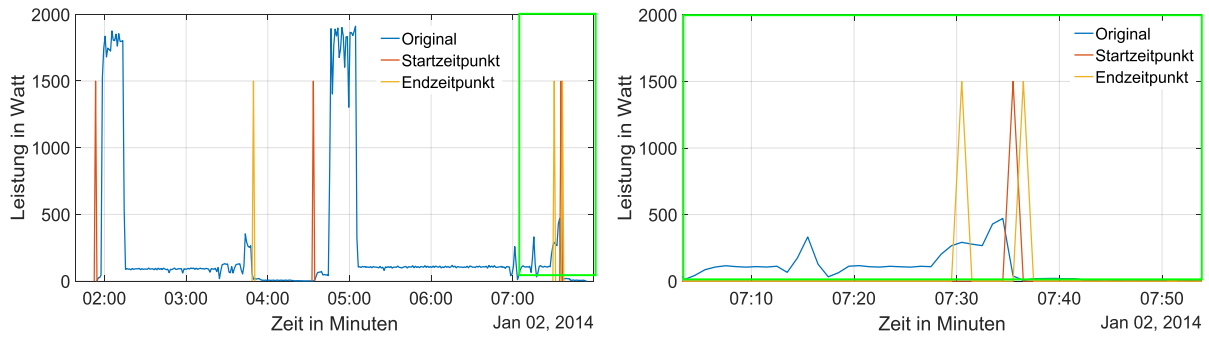


Abbildung 15: Einfluss einer zu kleinen Intervalllänge auf die Bestimmung der Start- und Endwerte am Beispiel zweier Waschmaschinen des HH0, Detail rechts.

Der Einfluss der Intervalllänge auf das korrekte Auffinden der Start- und Endpunkte wird in Abbildung 15 rechts, in einer Detaildarstellung des grün markierten Bereichs auf der linken Seite deutlich. Das kurze Intervall führt zu einer falschen Deutung der Start- und Endpunkte am Ende des Einsatzes. Es entsteht ein nicht vorhandener Startpunkt. Das führt insofern zu Problemen, als die Mittelwerte für Laufzeit und mittleren Verbrauch verfälscht werden. Diese Werte können aber für eine reale Umsetzung relevante Größen werden.

Abbildung 16 links zeigt die Start- und Endpunkte bei einer großen Intervalllänge von 60 Minuten. Der Beginn der zweiten Waschmaschine wird nicht erkannt, da das Intervallmittel nicht unter den gegebenen Grenzwert fällt. Die Abbildung rechts zeigt die korrekten Werte bei einer Intervalllänge von 10 Minuten und einem Schwellwert von 10 Watt. Für die verschiedenen Geräte wird die Intervalllänge iterativ ermittelt.

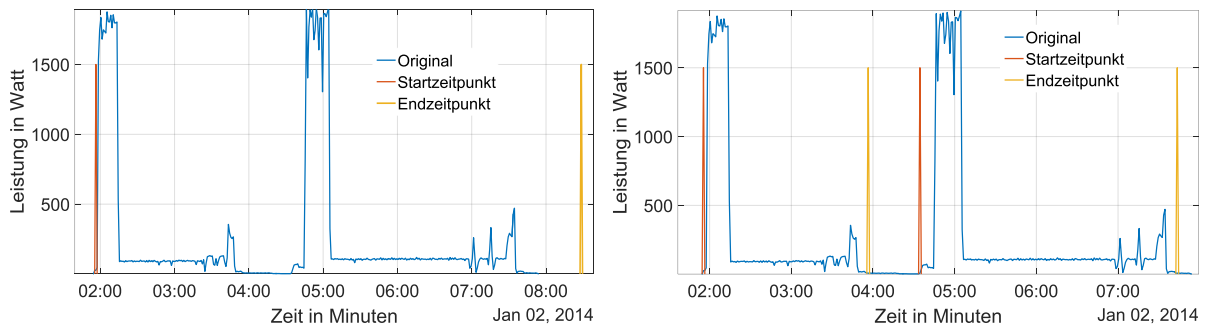


Abbildung 16: Einfluss einer zu großen Intervalllänge auf die Bestimmung der Start- und Endpunkte (links). Korrekte Start- und Endpunkte am Beispiel zweier Waschmaschinen des HH0.

Der zweite Parameter, der bei der Bestimmung der Werte entscheidend ist, ist der Schwellwert. Dieser wird in Watt angegeben. Der Schwellwert der Mittelwertbildung wird zunächst grafisch für jeden Gerätetyp bestimmt. Die Werte des Gerätes werden der Größe nach sortiert dargestellt (siehe Abbildung 17 links). Der grün markierte Bereich in Abbildung 17 (links) wird, für eine genauere Bestimmung (mit der Ordinate in logarithmischer Einteilung) in Abbildung 17 (rechts) dargestellt. Es bieten sich mehrere Schwellen an. Ein Punkt, an dem sich die Leistungsaufnahme von Null unterscheidet, wird als Schwellwert für diesen Gerätetyp ausgewählt.

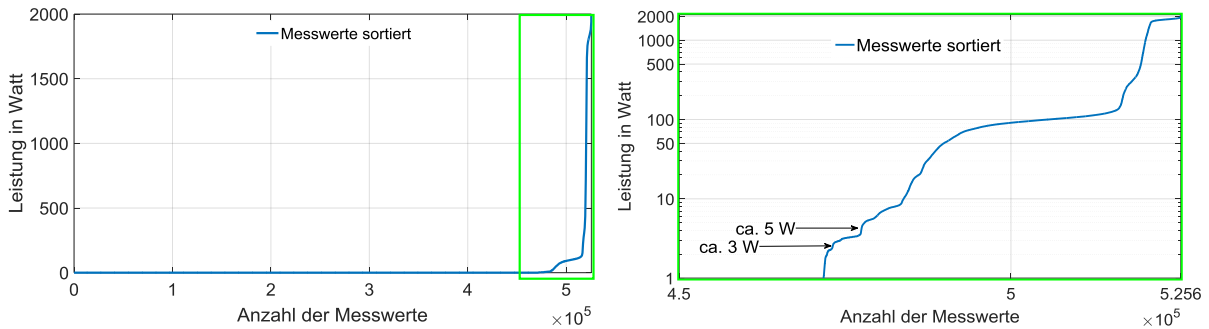


Abbildung 17: Bestimmung des Schwellwertes. Links: alle Messwerte der Größe nach summiert, Rechts: Detaildarstellung zur Schwellwertbestimmung in logarithmischer Einteilung.

Auch hier muss in einem iterativen Prozess der beste Wert gewählt werden. Die Wahl des besten Wertes wird in der aktuellen Version des Algorithmus durch Stichproben untersucht. Eine besondere Schwierigkeit besteht darin, Schwellwertunterschreitungen während des laufenden Einsatzes nicht als neuen Startpunkt zu werten. Abbildung 18 links zeigt das Ergebnis der Simulation mit einem zu geringen Schwellwert. Die beiden Geräteaktivitäten können nicht unterschieden werden, da der Schwellwert im Mittel der Intervalllänge nicht unterschritten wird. In der rechten Abbildung wurde der Schwellwert auf 100 Watt gesetzt. Deutlich ist zu erkennen, dass mit einem zu hohen Schwellwert eine große Anzahl nicht korrekter Start- und Endpunkte erzeugt wird.

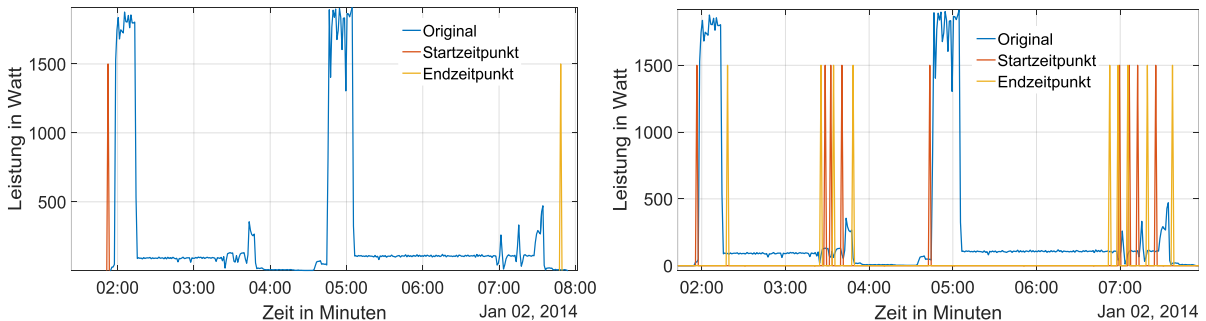


Abbildung 18: Einfluss eines zu kleinen Schwellwertes (links, 1 Watt) und eines zu großen Schwellwertes (rechts, 100 Watt) auf die Bestimmung der Start- und Endpunkte.

Dem korrekten Auffinden der Start- und Endpunkte der Geräteaktivitäten kommt also eine zentrale Bedeutung zu. Eine Plausibilitätsprüfung anhand der Gerätestarts pro Jahr nach jedem Iterationsschritt führt zur Auswahl des Schwellwertes und der Intervalllänge. Eine nicht plausible Anzahl von Gerätestarts pro Jahr führte zur Veränderung der Parameter. Ergibt der neue Schwellwert eine plausible Anzahl von Gerätestarts (für eine Waschmaschine zwischen 200-300 pro Jahr), wird der Schwellwert in geringerem Umfang geändert bis sich die Anzahl der Gerätestarts um einen Wert stabilisiert. Abbildung 19 zeigt die für die verschiedenen Geräte der Haushalte ermittelten Schwellwerte und Intervalllängen. Hier birgt der Algorithmus sicher noch Optimierungspotenzial! Es kann nicht klar gesagt werden, warum gleiche Maschinentypen diese großen Unterschiede in der Intervall- und Schwellwertgröße aufweisen, da über die Geräte selbst nichts bekannt ist.

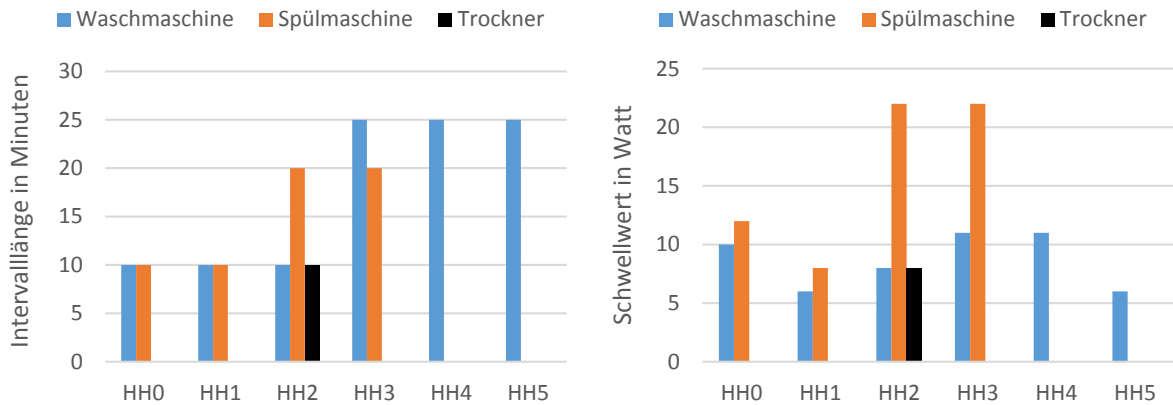


Abbildung 19: Darstellung der ermittelten Intervalllänge (links) sowie des Schwellwerts (rechts) für die verschiedenen Haushalte und deren DSM-Geräte.

Aufgrund der durchgeführten Start- und Endbestimmung können die Aktivitätszeiten der Geräte explizit bestimmt werden. Ebenso lassen sich Aussagen zu Verbräuchen und Laufzeiten treffen. Ebenso werden die mittleren Verbräuche und Laufzeiten der Geräteaktivitäten bestimmt. Wie in Abbildung 20 zu sehen ist, ergibt sich ein sehr geringer mittlerer Verbrauch für die Waschmaschinen. Es ist über die in den Haushalten gemessenen Geräte nicht bekannt, welcher Effizienzklasse sie angehören. Um die Plausibilität der ermittelten Werte abschätzen zu können, werden diese mit Werten des Öko-Institut e.V. [GeBl15, S.36] verglichen. Dort wird ein über die verschiedenen Waschgänge gewichteter Stromverbrauch für effiziente, moderne Waschmaschinen mit einem mittleren Verbrauch von 0,65 kWh pro Waschgang angegeben. Dieser Wert wird von allen untersuchten Geräten unterschritten, wie Abbildung 20 zeigt. Die Plausibilitätsbewertung anhand des mittleren Energieverbrauchs ist auf Grund der oben erwähnten Eigenschaften nicht zuverlässig.

Eine Auswertung der Häufigkeitsverteilung der Geräte in Bezug auf Verbrauch und Laufzeit (LZ) ermöglicht eine weitere **Plausibilitätsabschätzung** der ermittelten Werte.

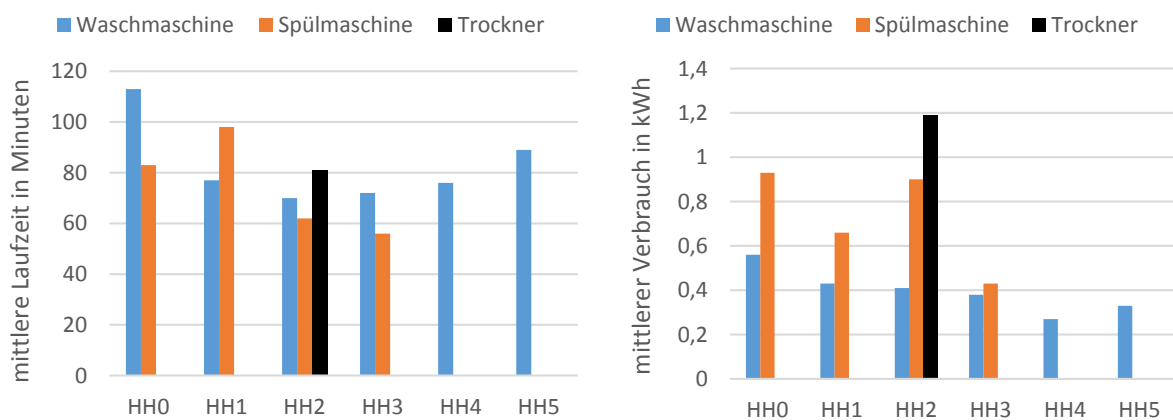


Abbildung 20: Darstellung der mittleren Laufzeit (links) sowie des mittleren Verbrauchs (rechts) für die verschiedenen Haushalte und deren DSM-Geräte.

Diese Plausibilitätsprüfung enthält sowohl positive als auch negative Bewertungen. Abbildung 21 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Energieverbräuche zweier Waschmaschinen. Diese bilden die Extrempunkte bei der Übereinstimmung mit dem Referenzwert (rote Markierung) für den mittleren Verbrauch. Auf der linken Seite für HH0 ist eine gute Annäherung an den Referenzwert festzustellen. In der rechten Abbildung für HH4 ist überhaupt keine Übereinstimmung festzustellen. Die vollständigen Abbildungen zu den Histogrammen finden sich in Abbildung 65 für den Verbrauch sowie Abbildung 66 für die Laufzeit in Anhang Kapitel 4.3.

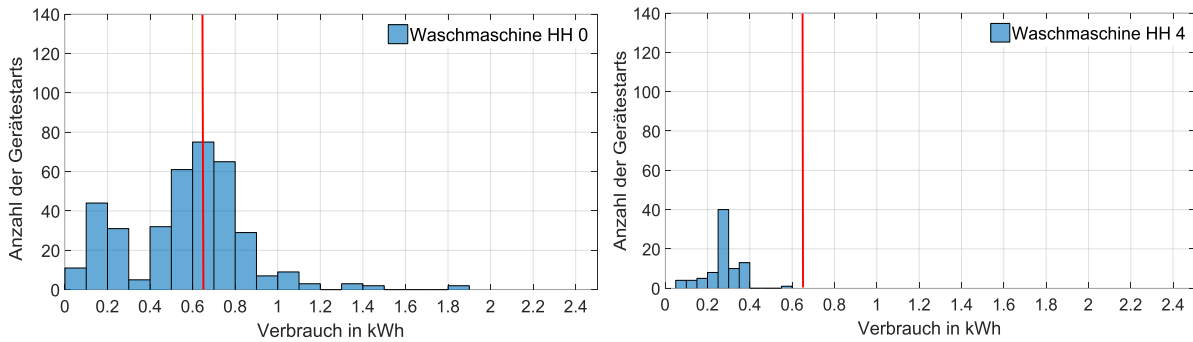


Abbildung 21: Histogramm Waschmaschine HH0 (links), Waschmaschine HH4 (rechts) mit Referenzwert (rot).

Weitere Auswertungen der Häufigkeit des Verbrauchsverhaltens sprechen entweder für eine ungenügende Startpunktermittlung im Algorithmus oder für unbrauchbare Eingangsdaten. So fällt beispielsweise für die Waschmaschine von HH5 auf, dass der Großteil der ermittelten Geräteaktivitäten einen Verbrauch von 0 bis 0,1 kWh hat. Möglicherweise gibt es aber auch ein spezielles Waschprogramm, das dieser Haushalt häufig anwendet.

Eine andere Möglichkeit, eine Aussage bezüglich der Plausibilität der Start- und Endpunktbestimmung treffen zu können, besteht darin, die in der Simulation ermittelte Anzahl der Gerätestarts mit dem ermittelten mittleren Verbrauch zu multiplizieren, und diesen Wert mit einem Referenzwert für Jahresverbräuche effizienter Geräte zu vergleichen. Der Referenzwert wird ebenfalls aus [GeBl15] entnommen und in Tabelle 4 gezeigt.

Tabelle 4: Referenzwerte für die untersuchten Geräte.

Gerät	Referenzwert in kWh/Jahr
Waschmaschine	168
Spülmaschine	235
Trockner	232

In der folgenden Abbildung wird dieser Referenzwert mit den errechneten Jahresverbräuchen der untersuchten Geräte verglichen.

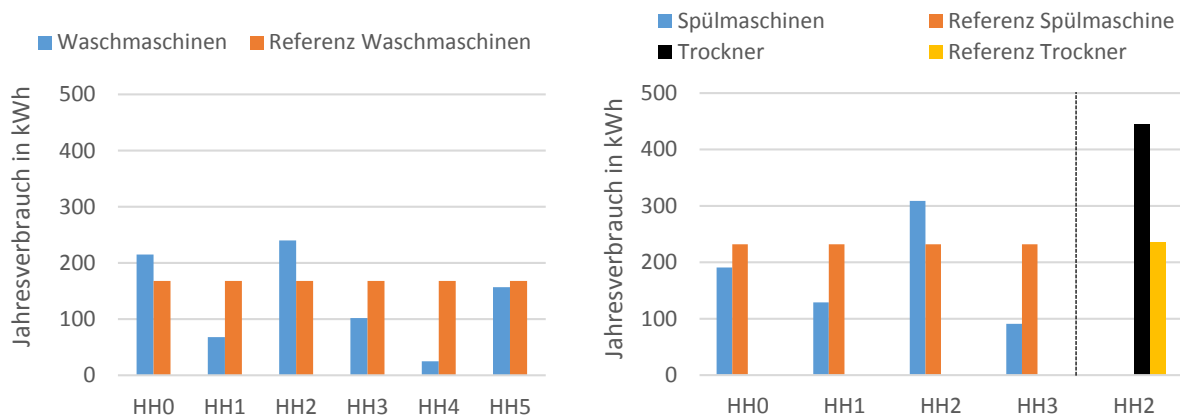


Abbildung 22: Vergleich Jahresenergieverbrauch der Geräte mit Referenzwert. Links für Waschmaschinen, rechts für Spülmaschinen und Trockner.

Abgesehen von einzelnen deutlichen Überschreitungen wird der Referenzwert im Mittel unterschritten. HH2 überschreitet in jeder Gerätekategorie den Referenzwert. Mögliche Gründe können sein: Ineffiziente, veraltete Geräte, sehr hoher Verbrauch auf Grund individuellen Nutzerverhaltens oder Fehler im Algorithmus. Da außerdem nur noch eine Überschreitung auftritt und sonst die Werte unter dem Referenzwert liegen, wird eine Unterschätzung des tatsächlichen gesamten Energieverbrauches und somit ein geringeres DSM-Potenzial die Folge sein. Die ermittelten Werte sind, mit gewissen Einschränkungen, als plausibel zu bezeichnen.

## 4.4 DSM-Algorithmus

Zur Simulation der DSM-Einflüsse wird ein Algorithmus aus mehreren Funktionen entwickelt. Benutzt werden außerdem verschiedene eingebettete, extern programmierte Simulationsmodelle sowie einige Matlab-Funktionen. Zur Datenaufbereitung sind noch eine Vielzahl von Funktionen und Skripten entstanden. Diese werden benötigt, um die Daten in Format, Auflösung und Vollständigkeit dem Algorithmus anzupassen beziehungsweise die Ergebnisse darzustellen. Der Algorithmus sollte folgende Eigenschaften aufweisen:

- Einfache, robuste Arbeitsweise (z.B.: Schleifen statt linearer Optimierung oder evolutionärer Algorithmen).
- Variables DSM-Zeitfenster vorwärts („DSM\_vor“) und rückwärts („DSM\_vor/rück“).
- Erkennen von gleichen Geräten an einem Tag aus dem Lastprofil und verhindern, dass diese Geräte nach der Verschiebung die gleiche Zeit belegen.
- Verschieben eines Gerätes nach der Höhe seines Verbrauchs. Somit soll sichergestellt werden, dass das größte Potenzial bevorzugt genutzt wird.
- Ideale Positionierung des jeweiligen DSM-Gerätes durch Minimierung des Netzbezugs. (ist die ideale Lösung kein Startzeitpunkt, sondern ein Zeitbereich, so soll die Mitte dieses Bereichs als Startzeitpunkt dienen).
- Erstellen eines neuen Jahreslastprofils zur Generierung der energetischen Bewertungsgrößen.



- Variation verschiedener sensitiver Größen.

Der vollständige Code des Algorithmus befindet sich auf der beiliegenden CD-Rom.

#### 4.4.1 Arbeitsweise

Der Einsatz der Geräteaktivitäten ist eine stochastische Größe, welche nur vom Nutzerverhalten abhängig ist. Trotzdem soll hier die Art der energetischen Beeinflussung durch die Verschiebung an den Punkt des geringsten Netzbezugs kurz erläutert werden.

Der Einfluss, den die zu untersuchenden Geräte durch die Verschiebung auf die Energiebilanz haben, lässt sich auf eine Erhöhung des Anteils der direkt verbrauchten Energie zurückführen. Der entwickelte Algorithmus verschiebt die Geräte an eine bestimmte Stelle des Tages, die zum geringstmöglichen Netzbezug des Tages führt. Dies ist bei vorhandener PV-Erzeugung immer die Zeit der PV-Überschüsse<sup>9</sup>. Aufgabe des Algorithmus ist also eine Erhöhung des Direktverbrauchs. Der Anteil direkt verbrauchter Energie  $P_{DV}$  ist der Teil der erzeugten PV-Energie  $P_{PV}$ , der gleichzeitig mit der Last (Verbrauch)  $P_{VB}$  auftritt und diese deckt.

$$P_{DV} = \min(P_{PV}, P_{VB}) \quad (4-1)$$

Abbildung 22 zeigt am Beispiel einer Waschmaschine die Arbeitsweise des Algorithmus:

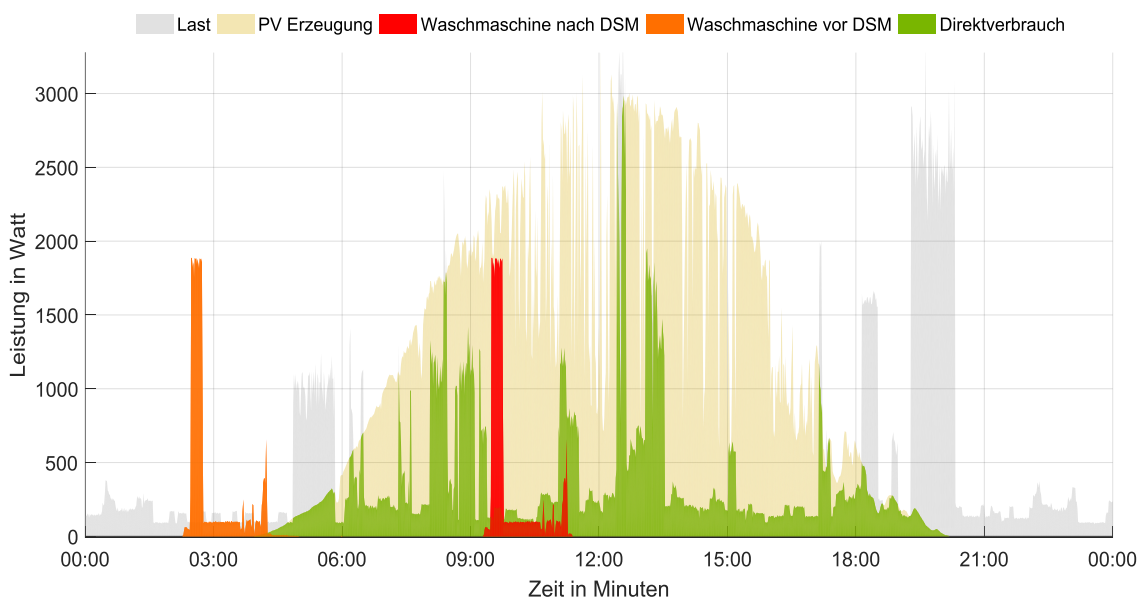


Abbildung 22: beispielhafte Darstellung der Funktionsweise des DSM-Algorithmus.

Die Waschmaschine startete ursprünglich um ca. 3:00 Uhr. Der Betrieb dauerte bis etwa 5:30 Uhr. Die gesamte Energie wurde durch Netzbezug gedeckt. Nach der Verschiebung startet das

<sup>9</sup> Eine Variation dieser Vorgehensweise kann dann erfolgen, wenn bestimmte Betriebsstrategien für Batteriespeicher zum Einsatz kommen, die möglicherweise ein Gerät in die Nacht oder den frühen Morgen legen, da sonst der Batteriespeicher nicht vollständig entladen wird. Für den Folgetag stünde nur ein Teil der Kapazität zur Verfügung.

Gerät gegen 9:30 Uhr, zu einem Zeitpunkt mit hoher PV Erzeugung. Wie in Abbildung 22 zu erkennen ist, wird die gesamte benötigte Energie des Gerätes nun durch direkt verbrauchte PV-Energie gedeckt. Nach den Energiebilanzen, die aus Gleichung (5-1) sowie (5-7) folgen, erhöhen sich der Eigenverbrauchsanteil bzw. der Autarkiegrad.

#### 4.4.2 Ablauf

Das folgende Kapitel erläutert den Aufbau und den Ablauf des Algorithmus. Einen stark vereinfachten Ablaufplan zeigt Abbildung 23. Dieser Plan diene als Grundlage für die ersten Programmschritte

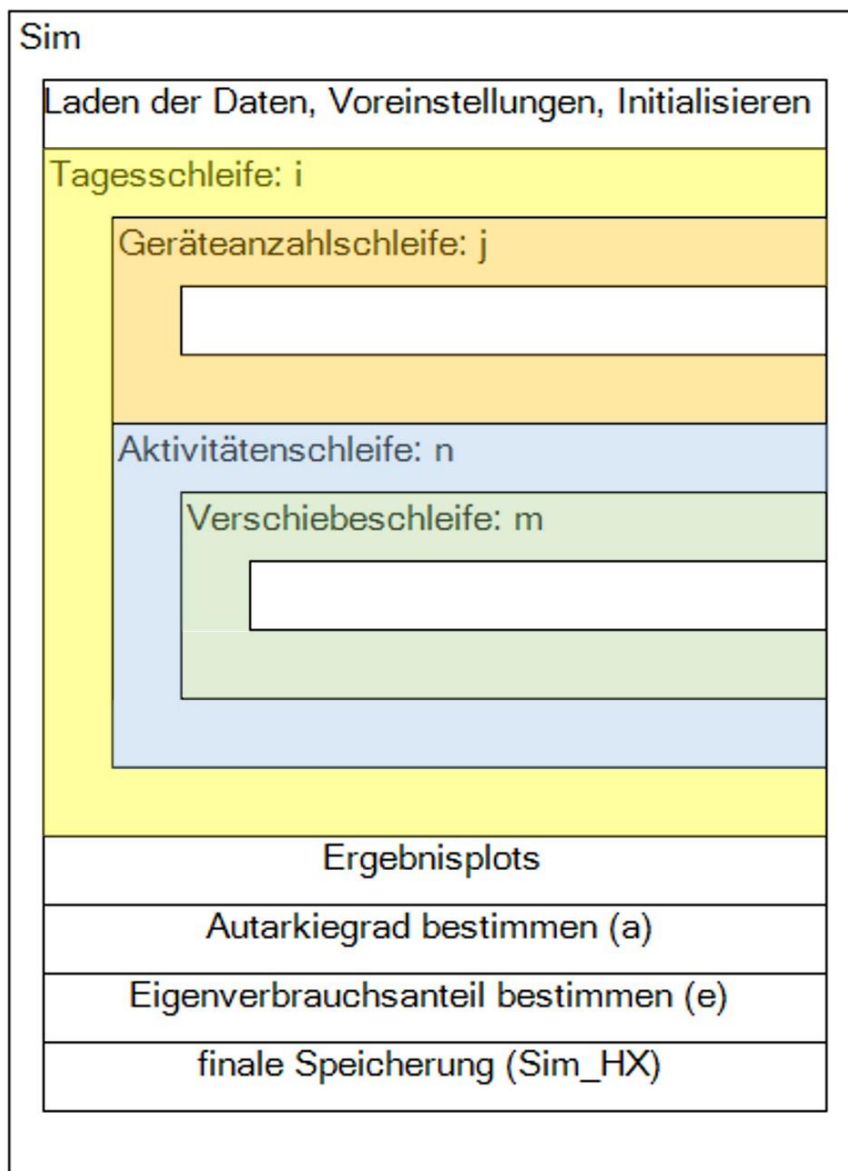


Abbildung 23: Vereinfachter Ablaufplan des Algorithmus.

Im ersten Schritt werden die zuvor aufbereiteten Eingangsdaten geladen und die Matrizen initialisiert, welche später die Ergebnisse enthalten sowie entsprechende Voreinstellungen ausgeführt.

Die Tagesschleife (*i*-Schleife) ist eine numerische, kopfgesteuerte Schleife. Sie wird entsprechend der Anzahl der Tage eines Jahres ausgeführt, mit *i* gleich 1:365. Die erste Abbruchbedingung der *i*-Schleife wird durch die Geräteanzahlschleife *j* gegeben. Wird in dieser Schleife festgestellt, dass am Tag *i* kein Gerät aktiv ist, springt die *i*-Schleife in den nächsten Tag *i*+1. In der *j*-Schleife wird für jeden aktiven Gerätetyp eine Fallunterscheidung (case) angelegt. Diese Fälle dienen später dem Aufruf des jeweiligen Gerätelastprofils.

Nach beenden der *j*-Schleife werden die aktiven Geräte der Größe des Verbrauchs nach sortiert. Das Gerät mit dem größten Verbrauch (also dem größten DSM-Potenzial) soll als erstes verschoben werden. Folgende Informationen die zuvor geladen wurden, werden in die entsprechenden Spalten der temporären Matrix „Reihenfolge\_Sim“ geschrieben:

- Startzeit in Minuten des Tages
- Starttag (Tag des Jahres)
- Endtag (Tag des Jahres)
- Endzeit in Minuten des Tages
- Dauer in Minuten
- Energieverbrauch in kWh
- Art der Maschine: codiert, siehe Tabelle 5

Tabelle 5: Gerätebezeichnung für die Simulation.

Gerät	Code
Waschmaschine	1
Spülmaschine	2
Trockner	3

Diese Matrix wird für jeden Tag neu erstellt und ist die Arbeitsgrundlage des Programmablaufs. Des Weiteren werden in der *i*-Schleife Dubletten ermittelt, also die Frage beantwortet: Welcher Gerätetyp läuft mehrmals am Tag? Diese Information wird gespeichert und später genutzt, um eine zeitliche Überschneidung (also das Überschneiden der Aktivitätszeit eines gleichen Gerätetyps) zu verhindern.

Die Aktivitätsschleife *n* ist eine numerische Schleife. Die Anzahl der Schleifendurchläufe ist abhängig von der vorher ermittelten Anzahl der Aktivitäten des entsprechenden Tages. Die Anzahl aktiver Geräte des Tages und des Gerätetyps wird der Matrix „Reihenfolge\_Sim“ entnommen.

$$n = \sum n_1 + n_2 + n_3 \quad (4-2)$$

$$n(i) = \begin{cases} 0 * act(i), & \text{wenn Dev inaktiv} \\ 1 * act(i), & \text{wenn Dev aktiv} \end{cases} \quad (4-3)$$

mit

- Dev (Device) bezeichnet das Gerät.
- Die Indizes 1-3 stehen für den Gerätetyp (siehe Tabelle 5).
- In den untersuchten Haushalten gilt: Dev = {1, 2, 3}.

- *act* steht für Aktivität (activity). Die maximal auftretende Anzahl Aktivitäten eines Gerätetyps am Tag  $i$  ist abhängig vom Nutzerverhalten. In den untersuchten Haushalten gilt:  $act = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$ .

In der  $n$ -Schleife wird, beginnend mit dem Gerät des größten Verbrauchs, die Verschiebeschleife ( $m$ -Schleife) aufgerufen.

Auch die  $m$ -Schleife ist eine Zählschleife. Die Anzahl  $m$  der Durchläufe ist zum einen abhängig vom DSM-Zeitfenster in Minuten. Das Zeitfenster (ZF) wird am Anfang der Simulation als Eingabeparameter in Stunden festgelegt und kann nur positiv (Verschieben nach vorn), nur negativ (Verschieben nach hinten) oder beides sein. Zum anderen wird die Anzahl der Durchläufe bestimmt von der Verschiebeauflösung  $VA$  in Minuten. Die Verschiebeauflösung bezeichnet den Wert, um den das Gerät bei der DSM-Simulation für den nächsten Simulationsschritt verschoben wird. Im vorliegenden Beispiel sind das 15 Minuten.  $VA$  wird am Anfang der Simulation manuell festgelegt. Diese kann in ganzzahligen Minutenschritten vergrößert oder verkleinert werden.

$$m = \frac{ZF}{VA} \quad (4-4)$$

mit:  $m = \{1, \dots, m_{\max}\}$

Ein an einem bestimmten Zeitpunkt des Tages aktives Gerät wird jeweils um die  $VA$  verschoben.

Der erste Schritt beginnt, ausgehend vom Startzeitpunkt des Gerätes  $t_0$  abzüglich des maximal negativen DSM-Zeitfensters  $sim_{width,minus}$ , frühestens aber ab der Tagesgrenze  $t_G$ , also 0:00 des Tages  $i$ :

$$t_{\text{Start}} = \min[(t_0 - sim_{width,minus}), 0] \quad (4-5)$$

Nun wird mit dem Gerät an der ersten Position  $t_{\text{Start}}$  die Netzaustauschleistung  $P_{NA}$  des gesamten Tages berechnet. Die reine DSM-Simulation findet ohne Batteriespeicher statt. Die in der folgenden Formel gezeigte Fallunterscheidung bezieht sich auf die Geräteanzahl  $n$ . Wenn  $n = 1$  (d.h. das erste oder einzige Gerät wird simuliert) wird mit  $P_{Base}$ , der Leistungsaufnahme des zugrundeliegenden Lastprofils „Baseload“, gerechnet. Wenn  $n > 1$ , also ein Gerät wurde an einen neuen Startzeitpunkt gesetzt und ist ab diesem Moment Teil der „Baseload“ für das nächste Gerät, wird zu  $P_{Base}$  die Leistungsaufnahme des vorher verschobenen Gerätes addiert. Aus  $P_{Base}$  wird  $P_{Base, plus}$ :

$$P_{NA}(m, i) = \begin{cases} \sum P_{Base}(i) + \sum P_{Dev}(i) - \sum P_{PV}(i) & \text{für } n = 1 \\ \sum P_{Base,plus}(i) + \sum P_{Dev}(i) - \sum P_{PV}(i) & \text{für } n > 1 \end{cases} \quad (4-6)$$

Mit:

- $P_{Base}$ : Leistungsaufnahme Baseload am Tag  $i$  für  $n = 1$
- $P_{Base,plus}$ : Leistungsaufnahme der Baseload zuzüglich des verschobene Gerätes aus der vorherigen  $n$ -Schleife am Tag  $i$  für  $n > 1$
- $P_{Dev}$ : Leistungsaufnahme des zu verschiebenden Gerätes am Tag  $i$

- $P_{PV}$ : erzeugte PV-Leistung am Tag  $i$

Danach wird  $P_{NA}$  in die Netzbezugsleistung  $P_{NB}$  sowie die Netzeinspeiseleistung  $P_{NE}$  aufgeteilt:

$$P_{NB} = \max(P_{NA}, 0) \quad (4-7)$$

$$P_{NE} = \min(P_{NA}, 0) \quad (4-8)$$

um anschließend in die Netzbezugsenergie  $E_{NB}$  und die Netzeinspeiseenergie  $E_{NE}$  umgerechnet zu werden:

$$E_{NB} = \text{mean}(P_{NB}) * h/1000 \quad (4-9)$$

$$E_{NE} = \text{mean}(P_{NE}) * h/1000 \quad (4-10)$$

mit:

- $h$  = Anzahl Stunden des Tages
- mean = Mittelwertfunktion

$E_{NB}(m)$  und  $E_{NE}(m)$  werden in einer Matrix gespeichert.

Im nächsten Schritt  $VA(m+1)$  wird das eben verschobene Gerät um die Verschiebeauflösung  $VA$  in Minuten verschoben:

$$VA(m+1) = VA(m) + VA \quad (4-11)$$

Es wird wieder die Netzaustauschleistung nach (4-6) berechnet. Es folgen die Schritte (4-7) bis (4-11) für jeden weiteren Schritt, bis alle Schritte der  $m$ -Schleife durchlaufen sind.

Anschließend wird das Minimum von  $E_{NE}(m)$  ermittelt. Sind mehrere Minima im Tagesverlauf vorhanden, wird die Mitte des ersten Minima-Blocks als neuer Startpunkt des Gerätes gewählt. Das zu verschiebende Gerät wird an der neu ermittelten Stelle  $t_{0, \text{neu}}$  des Jahreslastprofils gespeichert. Wenn  $n > 1$ , d.h. es sind mehrere Geräte am Tag aktiv, werden die  $n$ -Schleife und somit die  $m$ -Schleife entsprechend weitere Male durchlaufen. Die weiteren Durchläufe erfolgen mit dem zuvor verschobenen Gerät an der neuen Stelle  $t_{0, \text{neu}}$  des Jahreslastprofils. Dieses heißt ab  $n > 1$ : *Baseload\_plus*. Ist die  $n$ -Schleife abgeschlossen (alle aktiven Geräte des Tages wurden simuliert), springt die Tagesschleife in  $i+1$ , bis hier alle Tage des Jahres durchlaufen sind.

Im Anschluss an die  $i$ -Schleife (alle Tage des Jahres sind simuliert) werden die energetischen Bewertungsgrößen Eigenverbrauch  $e$  und Autarkiegrad  $a$  anhand von Energiebilanzen der neu entstandenen Jahreslastprofile ermittelt. In einem gesonderten Skript werden auch die Abregelungsverluste  $v$  berechnet. Die Erläuterungen zu  $e$ ,  $a$  und  $v$  enthält Kapitel 5. Auch die Daten der Bewertungsgrößen werden zur weiteren Bearbeitung in Matrizen gespeichert. Ebenso erfolgt eine Berechnung der energetischen Kenngrößen in jedem Jahresdurchlauf ohne DSM-Einfluss. Dies ermöglicht eine Aussage über die absolute Veränderung der Bewertungsgrößen.

## 5 Bewertungsgrößen

Um den Einfluss der verschiedenen Maßnahmen bewerten und vergleichen zu können, sind verschiedene Bewertungsgrößen notwendig. Diese Bewertungsgrößen leiten sich aus den Energiebilanzen des betrachteten Systems ab. Die Bezeichnungen der Bilanz- und Bewertungsgrößen sind aus [WBTQ15] übernommen. Die Definitionen der Bewertungsgrößen leiten sich aus den in Abbildung 24 gezeigten Energieflüssen ab.

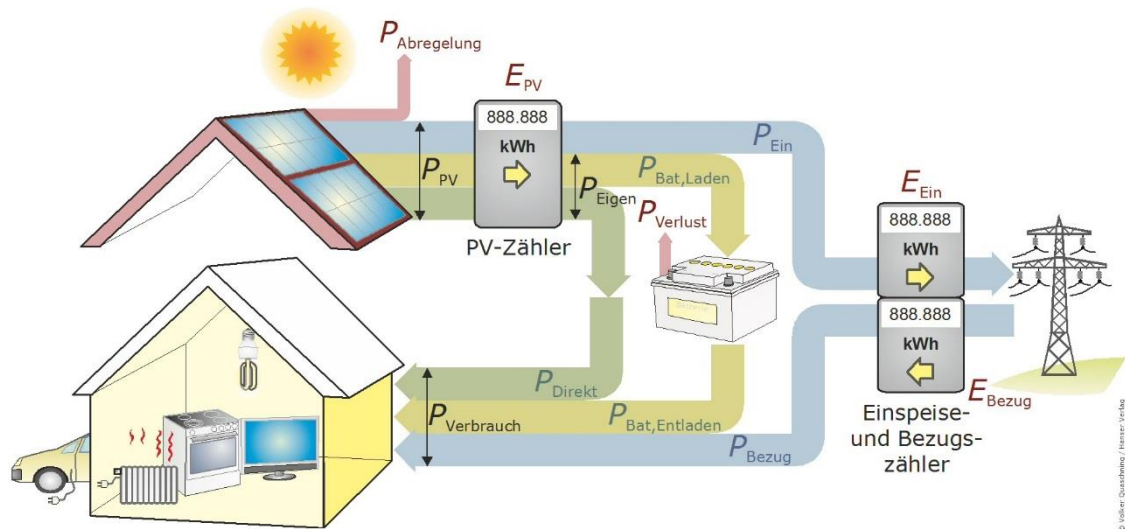


Abbildung 24: Energieflüsse bei netzgekoppelten photovoltaischen Eigenverbrauchssystem mit Batteriespeicher ohne Netzzurückspeisung [Quas15].

In den folgenden Ausführungen werden die Bilanzen aus energetischer Sicht aufgestellt. Der Zusammenhang Leistung-Energie stellt sich wie folgt dar:

$$E = \sum_{i=1}^n \bar{P}_i \cdot \Delta t$$

### 5.1 Eigenverbrauchsanteil

Der Eigenverbrauchsanteil bezeichnet den Teil der selbst erzeugten Energie, der nicht in ein vorgelagertes Netz eingespeist wird oder als Abregelungsverluste verloren geht. Dieser Anteil kann erhöht werden durch Erhöhung des Direktverbrauchs  $E_{DV}$  beziehungsweise durch den Einsatz eines Batteriespeichers. Bei Systemen ohne Batteriespeicher berechnet sich der Eigenverbrauchsanteil  $e$  folgendermaßen durch Bezug des Direktverbrauchs auf die erzeugte Energie  $E_{PV}$ :

$$e = \frac{E_{DV}}{E_{PV}} \quad (5-1)$$

Die direkt verbrauchte Energie ergibt sich aus dem Minimum von Erzeugung und Verbrauch  $E_{VB}$ :

$$E_{DV} = \min(E_{PV}, E_{VB}) \quad (5-2)$$

Für Eigenversorgungssysteme mit Batteriespeicher (Abbildung 24) erweitert sich die Energiebilanz um den Anteil der Energie  $E_{BL}$  mit dem der Batteriespeicher geladen wird:

$$e = \frac{E_{DV} + E_{BL}}{E_{PV}} \quad (5-3)$$

Es ist leicht zu erkennen, dass der Eigenverbrauchsanteil ansteigen wird, wenn durch einen Batteriespeicher ein größerer Anteil der erzeugten Energie vom Erzeuger selbst genutzt werden kann. Da es dem Speicher in der vorliegenden Simulation nicht gestattet ist in das Stromnetz einzuspeisen, kann die gesamte in die Batterie gespeicherte Energie, abzüglich der Batteriesystemverluste, zum Eigenverbrauch gerechnet werden. Demand Side Management Maßnahmen erhöhen den Direktverbrauch  $E_{DV}$  und verringert die Abregelungsverluste  $E_{Ab}$  von Eigenversorgungssystemen dadurch, dass Geräte in Zeiten verlegen werden, in denen ein hohes Energieangebot herrscht. Um den Eigenverbrauchsanteil in den Simulationen zu bestimmen, wurde die Netzeinspeisung  $E_{NE}$  ermittelt. Nach Abbildung 24 ist:

$$E_{PV} = E_{DV} + E_{BL} + E_{NE} + E_{AB} \quad (5-4)$$

die Energiebilanz für Eigenversorgungssysteme mit Speicher. Für Systeme ohne Speicher gilt entsprechend:

$$E_{PV} = E_{DV} + E_{NE} + E_{AB} \quad (5-5)$$

Der Eigenverbrauchsanteil lässt sich durch Umstellen von (5-5) nach  $E_{DV}$  (unter Vernachlässigung der Abregelungsverluste) und Einsetzen in (5-1) auch als:

$$e = \frac{E_{PV} - E_{BL} - E_{NE}}{E_{PV}} \quad (5-6)$$

darstellen. Somit wird deutlich, welchen Abhängigkeiten der Eigenverbrauchsanteil unterworfen ist. Dieser steigt, wenn:

- der Direktverbrauch steigt
- die erzeugte PV-Energie sinkt
- ein Batteriespeicher Netzeinspeisung verhindert

## 5.2 Autarkiegrad

Dem aus der Solarthermie bekannten Deckungsgrad entspricht der Autarkiegrad  $a$ . Dieser sagt aus, wie hoch der Anteil ist, mit dem sich ein Haushalt mit selbst erzeugter Energie versorgen kann. Bilanziell betrachtet, wird der Direktverbrauch  $E_{DV}$  auf den Verbrauch  $E_{VB}$  bezogen:

$$a = \frac{E_{DV}}{E_{VB}} \quad (5-7)$$

Wird diesem System ein Batteriespeicher hinzugefügt, erweitert sich die Bilanz um den Betrag  $E_{BE}$  den die Batterie durch Entladung zum Verbrauch beiträgt:

$$a = \frac{E_{DV} + E_{BE}}{E_{VB}} \quad (5-8)$$

Auch hier ist schnell ersichtlich, dass ein Batteriespeicher den Autarkiegrad erhöht, da gilt: Der Batteriespeicher speist nicht ins Netz ein, sämtliche durch den Batteriespeicher abgegebene Energie dient zur Deckung der Last und verringert den Netzbezug.

### 5.3 Abregelungsverluste

Je nach Anlagengröße müssen PV Anlagen nach dem EEG ihre ins Netz abzugebende Leistung reduzieren. Seit EEG 2012 [Eeg12] gilt für Anlagen unter 30 kWp eine Einspeisebegrenzung von 70 % auf die maximal einzuspeisende Wirkleistung. Dies dient der Netzintegration von PV-Anlagen. Die erzeugte Leistung  $P_{PV}$ , die weder als  $P_{DV}$  direkt verbraucht werden kann und als Netzeinspeiseleistung  $P_{NE}$  über die 70 % Auslegungsnennleistung steigt, fällt als Abregelungsleistung  $P_{Ab}$  an und lässt sich nach Abbildung 24 bilanziell folgendermaßen ausdrücken:

$$P_{Ab} = P_{PV} - P_{DV} - P_{NE} \quad (5-9)$$

Für PV-Anlagen mit Batteriespeicher gilt mit der Batterieladeleistung  $P_{BL}$ :

$$P_{Ab} = P_{PV} - P_{DV} - P_{BL} - P_{NE} \quad (5-10)$$

Die daraus resultierenden Abregelungsverluste  $v$  ergeben sich durch Bezug auf die erzeugte PV-Leistung:

$$v = \frac{P_{PV} - P_{DV} - P_{BL} - P_{NE}}{P_{PV}} = \frac{P_{Ab}}{P_{PV}} \quad (5-11)$$

### 5.4 Zusammenfassung

Als primäre Optimierungsgröße bietet sich sowohl der Eigenverbrauchsanteil als auch der Autarkiegrad an. Eine Erhöhung des Eigenverbrauchs bedeutet, dass weniger dezentral erzeugte Energie in das Netz eingespeist wird. Ein Eigenverbrauch von 100 % kann aber auch bedeuten: Die Energie einer sehr kleinen PV-Anlage wird vollständig im Eigenverbrauch genutzt. Darüber hinaus muss dennoch Energie bezogen werden, um weitere Verbraucher zu versorgen. Ein hoher Eigenverbrauch bedeutet demzufolge nicht zwangsläufig eine Netzentlastung, Kostensparnis und ausschließliche Nutzung selbsterzeugten Stromes. Wird der Autarkiegrad als Optimierungsgröße herangezogen, ergibt sich ein anderes Bild. Ein hoher Autarkiegrad besagt, dass weniger Energie aus dem Netz bezogen werden muss, um die Verbraucher zu versorgen. 100 % Autarkiegrad heißt dann, es besteht kein Netzbezug, alle Verbraucher werden vollständig mit selbst erzeugtem Strom versorgt. Somit stellt der Eigenverbrauch eine Größe dar, die ohne Angabe zur Anlagengröße keine quantitative Aussage über Energie und Kosteneinsparungen zulässt. Der Autarkiegrad hingegen stellt über den vermiedenen Netzbezug eine direkt vergleichbare Größe dar. Je höher der Autarkiegrad, desto geringer ist der Netzbezug, ergo die Strombezugskosten.



Eine Fokussierung auf den Autarkiegrad als Optimierungsgröße scheint naheliegend, wenn es um Eigenversorgung geht.

Die Abregelungsverluste erscheinen kein sinnvoller Optimierungsparameter, da sie nur einen kleinen Teil der Gesamtenergie repräsentieren. Dennoch ist es notwendig, diese Größe bei der Gesamtoptimierung mit zu beachten.

## 6 Simulationsanalyse

In der Systemsimulation erfolgt durch Parametervariation die Ermittlung der Einflüsse von DSM-Maßnahmen auf photovoltaische Eigenversorgungssysteme. Als Maß für den Einfluss auf die Eigenversorgungssysteme werden die energetischen Bewertungsgrößen herangezogen und hinsichtlich ihrer Sensitivität auf die variablen Parameter untersucht.

### 6.1 Festlegungen

Werden die Geräte in beide Richtungen verschoben, wird im Folgenden von "DSM\_vor/rück" gesprochen. Dabei kann das Gerät von seiner ursprünglichen Position  $t_0$  um die Hälfte des DSM-Zeitfensters nach vorn, als auch nach hinten verschoben werden. „DSM\_vor“ betrifft demzufolge ausschließlich Geräte mit einer Verschiebung in die Zukunftsrichtung. Hier wird das Gerät maximal um den Wert des DSM-Zeitfensters nach vorn verschoben. Abbildung 25 verdeutlicht das. Für beide Varianten gilt: Ein Verschieben über die Tagesgrenze ist in dieser Version des Algorithmus nicht erlaubt.

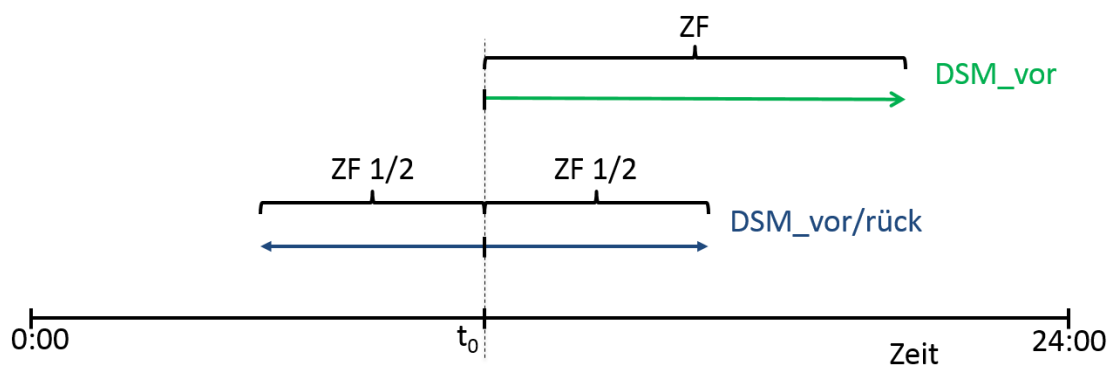


Abbildung 25: Darstellung der Verschiebemöglichkeiten des DSM-Algorithmus.

Die DSM-Zeitfenster (ZF) ergeben sich für die beiden Verschiebearten unterschiedlich. Für „DSM\_vor“ ist das Zeitfenster gleich der Länge der angegebenen Stunden im Simulationsalgorithmus (z.B. 6h). Für DSM\_vor/rück wird, wie es in Abbildung 25 angedeutet ist, die Hälfte des Zeitfensters nach vorn, die andere Hälfte nach hinten geschoben. Ein ZF von 6h für die Simulationsart „DSM\_vor/rück“ bedeutet 3h vor, 3h zurück. Entsprechend ist bei dieser Parameterbetrachtung (Kapitel 6.3.1) auf die Skalierung der Abszisse zu achten.

## 6.2 Haushaltseigenschaften

Bei der Simulationsanalyse fällt sofort auf, dass die Ergebnisse der DSM-Untersuchungen sehr stark vom Nutzerverhalten abhängen. Durch die Hinterlegung aller Haushalte mit dem gleichen Lastprofil kann diese Abhängigkeit für die untersuchten Geräte nachgewiesen werden. So wird unter anderem deutlich, welcher Haushalt tagaktiv oder nachtaktiv ist. Dies beeinflusst das DSM-Ergebnis, weil das Potenzial, Geräte in die Zeit der PV-Produktion zu legen, größer ist, wenn sie vorher außerhalb davon positioniert waren. So verwundert es nicht, dass die nachtaktiveren Haushalte unabhängig von ihrer Geräteausstattung größere Eigenverbrauchs- und Autarkiezuwächse verzeichnen können. Als nachtaktiv werden Haushalte bezeichnet, deren Hauptverbrauch außerhalb des Tages liegt. Der Tag wird dabei begrenzt von Sonnenaufgang und Sonnenuntergang. Abbildung 26 zeigt die Jahreslastgänge (die Aufsummierten mittleren Verbräuche) der Waschmaschinen (blau) und den Jahreslastgang der PV-Erzeugung (rot).

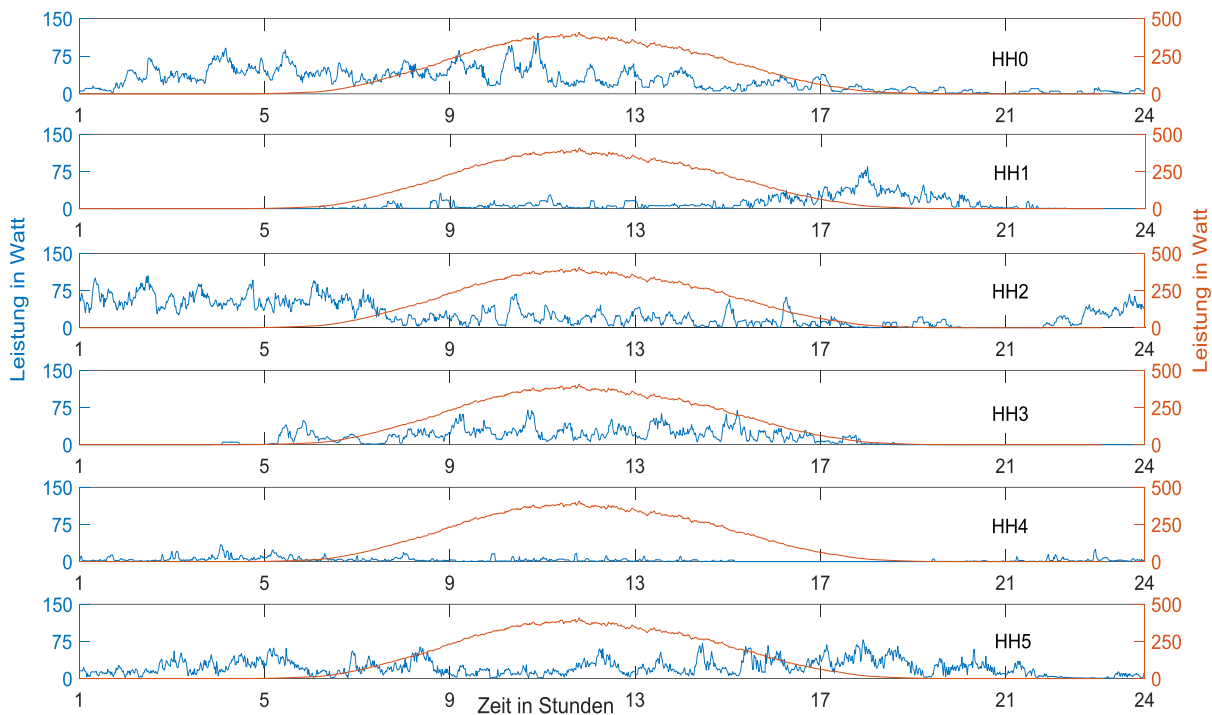


Abbildung 26: Jahreslastgänge der Waschmaschinen (blau) und der PV-Erzeugung (rot), HH0 bis HH5.

Deutlich können unterschieden werden:

- Nachtaktive Nutzung von 0:00 bis etwa 8:00 in HH2.
- Tagaktive Nutzung in HH3 und HH1 mit einer leichten Verschiebung in den Abend bei HH1.
- Sowie Mischformen in den Haushalten HH0 und HH5 mit starken Anteilen morgens und abends sowie HH4 mit leichter Verschiebung in den Morgen.

Auch der Einsatz der Spülmaschinen gibt Auskunft über die Hauptaktivitätszeiten der Geräte. Hier ist Nachtaktivität nicht so deutlich ausgeprägt wie bei den Waschmaschinen.

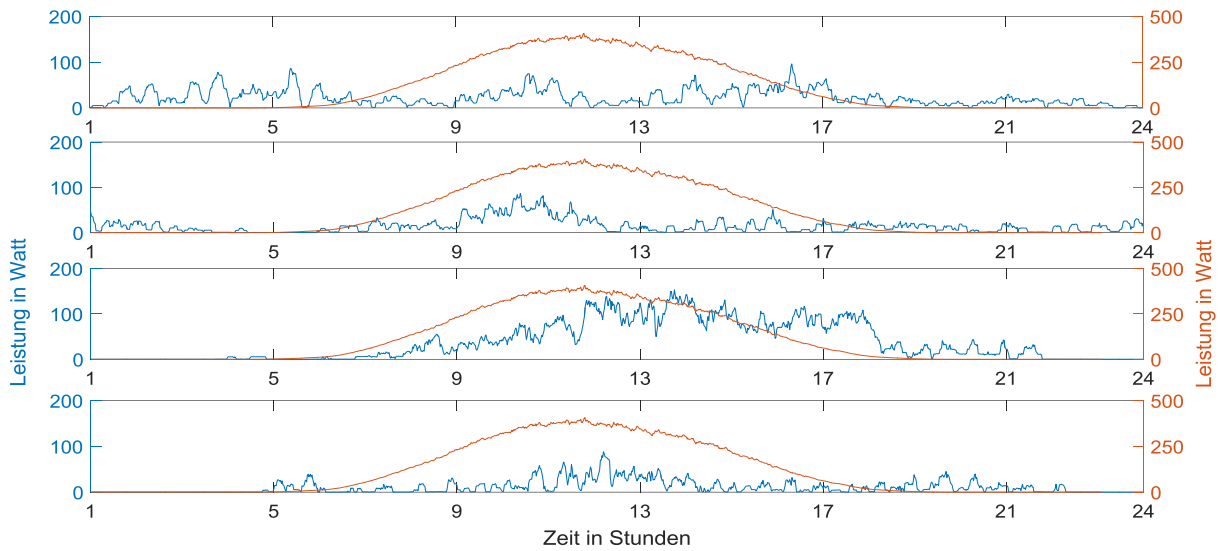


Abbildung 27: Jahreslastgänge der Spülmaschinen (blau) und der PV-Erzeugung (rot), HH0 bis HH3.

Aus Abbildung 27 geht hervor, wie sich die Einsatzzeiten der Spülmaschinen qualitativ verteilen:

- HH3 ist nahezu komplett tagaktiv.
- HH0 mit starken Anteilen morgens und abends.
- HH1 mit leichten Anteilen morgens und abends.
- HH2 mit einer deutlichen Verschiebung in den Abend.

Der Jahresverlauf aus Abbildung 28 bestätigt den nachtaktiven Charakter der Bewohner von HH2 auch auf Grund der Nutzungszeiten des Trockners.

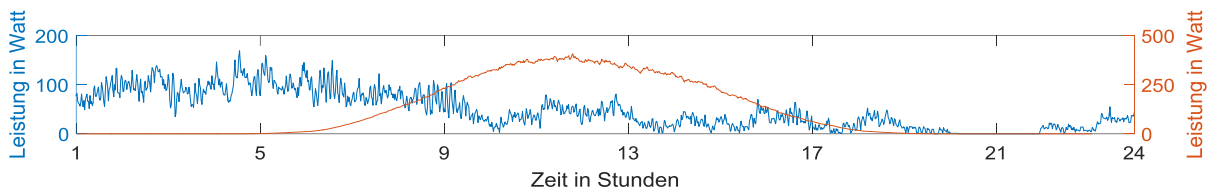


Abbildung 28: Jahreslastgang Trockner (blau) und der PV-Erzeugung (rot), HH2.

### 6.3 Variable Parameter

Den größten Einfluss auf Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad hat zweifelsohne die PV-Leistung. In [Weni13] wurden die Zusammenhänge untersucht. Bei Vergrößerung des PV-Generators  $P_{PV}$  (ohne Batteriespeicher) und sonst konstanten Einflussgrößen sinkt der Eigenverbrauchsanteil. Die zusätzlich erzeugte Energie kann bei gleichbleibender Verbraucherstruktur und direkt verbrauchter Leistung  $P_{DV}$  nur als Netzeinspeiseenergie  $E_{NE}$  in das Netz eingespeist werden, denn es gilt unter Vernachlässigung der Verluste:

$$P_{DV} = P_{PV} - P_{NE} \tag{6-1}$$

Unter der Annahme, dass sich der Direktverbrauch  $P_{DV}$  nur geringfügig ändert wenn kein DSM stattfindet, muss sich demzufolge  $P_{NE}$  erhöhen wenn  $P_{PV}$  erhöht wird. Der Eigenverbrauchsanteil sinkt entsprechend. Denn, durch einsetzen in (5-1) ergibt sich:

$$e = \frac{P_{PV} - P_{NE}}{P_{PV}} \tag{6-2}$$

Der Autarkiegrad hingegen steigt durch den Bezug auf den gleichbleibenden Verbrauch bei leicht erhöhtem Direktverbrauch an.

In den vorliegenden Untersuchungen wird die Generatorgröße als spezifische Größe auf den Gesamtenergieverbrauch in MWh des untersuchten Hauses bezogen und nicht variiert:

$$P_N = 1 \text{ kW}_p / 1 \text{ MWh} \tag{6-3}$$

In [Weni13] werden die verschiedenen Einflussfaktoren für die energetischen Bewertungsgrößen beschrieben. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden nur einige dieser Einflussgrößen untersucht. Eines der Ziele ist es, den haushalts- und standortunabhängigen Einfluss von DSM-Maßnahmen zu ermitteln. Tabelle 6 zeigt die Größen die aktiv variiert werden (Verschieberichtung, DSM-Zeitfenster und Modulausrichtung) und solche, die sich aus der Geräteausstattung des Haushalts ergeben (Geräteanzahl).

Tabelle 6: Übersicht über die variablen Parameter.

<b>Variabler Parameter</b>	<b>Modus</b>	<b>Wert</b>
Verschieberichtung	Vorwärts Vor- und Rückwärts	
DSM-Zeitfenster		1-24 h
Modulausrichtung	Süd Ost-/West	
Geräteanzahl		1-3

Bei der Auswertung wird zum einen die Sensitivität der energetischen Bewertungsgrößen qualitativ auf die variablen Parameter hin geprüft. Zum anderen werden die Simulationsergebnisse quantitativ ausgewertet.

Der isolierte Einfluss der einzelnen Parameter auf die Simulationsergebnisse lässt sich nur begrenzt untersuchen. Die Simulationen beinhalten immer gleichzeitig einige oder alle der variablen Parameter. In den folgenden Unterkapiteln wird sich dementsprechend nur der Fokus auf den entsprechenden Parameter verändern. Das zu Grunde liegende Simulationsergebnis ist für die Untersuchungen immer gleich. Ausnahmen bilden die Modulausrichtung, welche in den zwei Formen zur Auswertung kommt sowie die Verschieberichtung. Diese Analysen sind mit einem entsprechenden Hinweis versehen.

### 6.3.1 Verschieberichtung

Je mehr Geräte die erzeugte Energie direkt verbrauchen, desto größer sind die Gewinne durch Demand Side Management-Maßnahmen. Dazu müssen diese Geräte an eine geeignete Stelle verschoben werden. Das Verschieben der Geräte kann in zwei Richtungen geschehen. In den folgenden Grafiken werden die zwei Richtungsszenarien ausgewertet: Nur in positiver Zeitrichtung („DSM\_vor“) sowie positive und negative Zeitrichtung („DSM\_vor/rück“). Abbildung 29 zeigt die Geräteeinsatzverteilung von HH0 vor der Beeinflussung durch DSM-Maßnahmen.

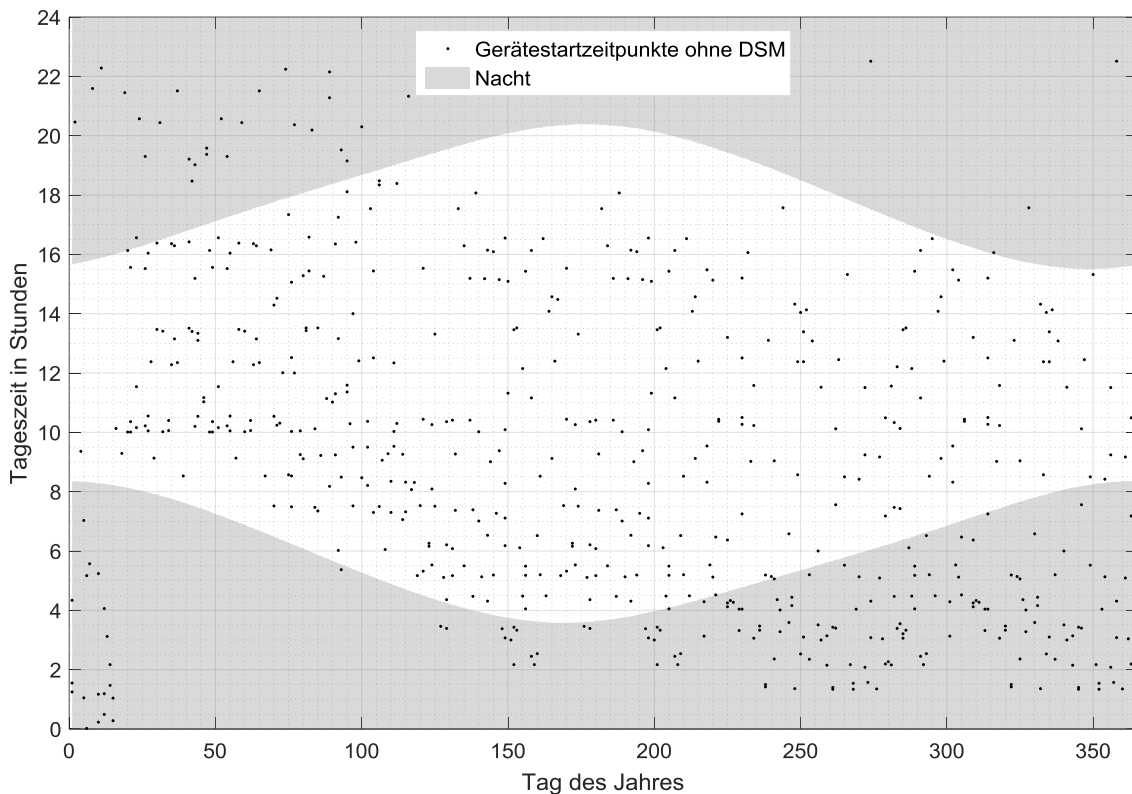


Abbildung 29: Geräteeinsatzverteilung ohne DSM-Maßnahmen, HH0.

Auffällig ist die asymmetrische Verteilung der Geräteeinsätze über dem Jahresverlauf von den späten Abendstunden in die frühen Morgenstunden. Die Abbildung zeigt den Verlauf des Tagesanteils (weiß) sowie der Nacht (grau) über der Dauer eines Jahres sowie die Tageszeit der Gerätestarts. Ziel des Algorithmus ist es, so viele Geräte wie möglich in den Taganteil zwischen Sonnenaufgang und Sonnenuntergang zu verschieben, um die dann vorhandene PV-Produktion zu nutzen. Möglichst viele der aktiven Geräte aus Abbildung 29 sollen, wie in Abbildung 22 exemplarisch dargestellt, an eine Stelle verschoben werden, an der die erzeugte Energie direkt verbraucht werden kann.

Abbildung 30 zeigt die Geräteeinsatzverteilung des gleichen Haushalts nach der Simulation „DSM\_vor“. Geräte werden, von ihrem ursprünglichen Startzeitpunkt gesehen, nach vorn verschoben. Die maximale Verschiebung in dieser Simulation beträgt 24 h, ohne ein Verschieben über die Tagesgrenze (24:00) hinaus zuzulassen.

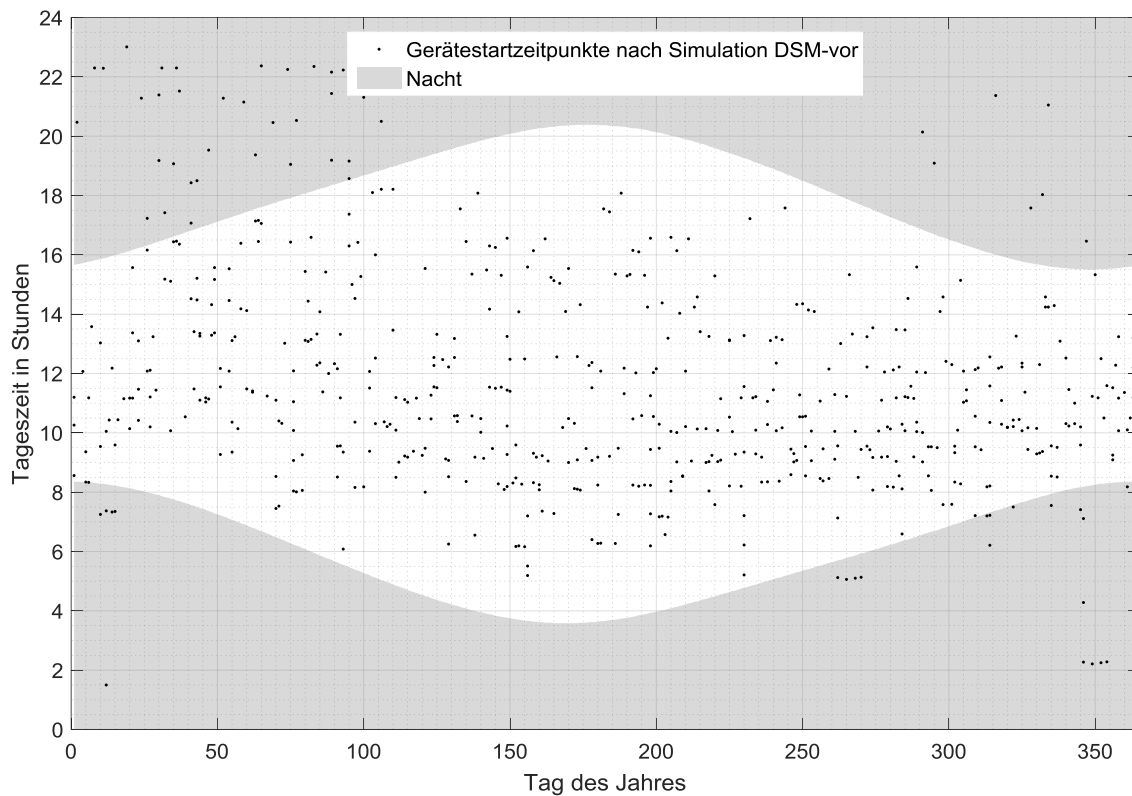


Abbildung 30: Geräteeinsatzverteilung nach Simulation „DSM\_vor“.

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Geräte, die sich ursprünglich in der Nacht zwischen 0:00 Uhr und 8:00 Uhr befanden, größtenteils in den Tagbereich verschoben wurden. Dies geht mit einer deutlichen Steigerung der direkt verbrauchten PV-Energie einher, wie später noch gezeigt wird. Für Geräte, die sich nach wie vor in der Nacht befinden, fand sich kein Zeitpunkt für das Gerät, so dass der Netzbezug des Tages nach der Verschiebung geringer war, als der Netzbezug mit dem Gerät am ursprünglichen Zeitpunkt des Einsatzes. Beziehungsweise waren die Zeiten durch andere Geräte gleichen Typs gesperrt.

Abbildung 31 zeigt die Geräteeinsatzzeiten desselben Haushaltes nach der Simulation „DSM\_vor/rück“. Die Geräte können sowohl 12 Stunden nach vorn, als auch 12 Stunden nach hinten verschoben werden. Auch bei dieser Simulation gilt: Es werden keine Geräte über die Tagesgrenze geschoben. Deutlich ist die Arbeitsweise des Algorithmus zu erkennen: Der größte Teil der aktiven Geräte befindet sich außerhalb der Nacht.

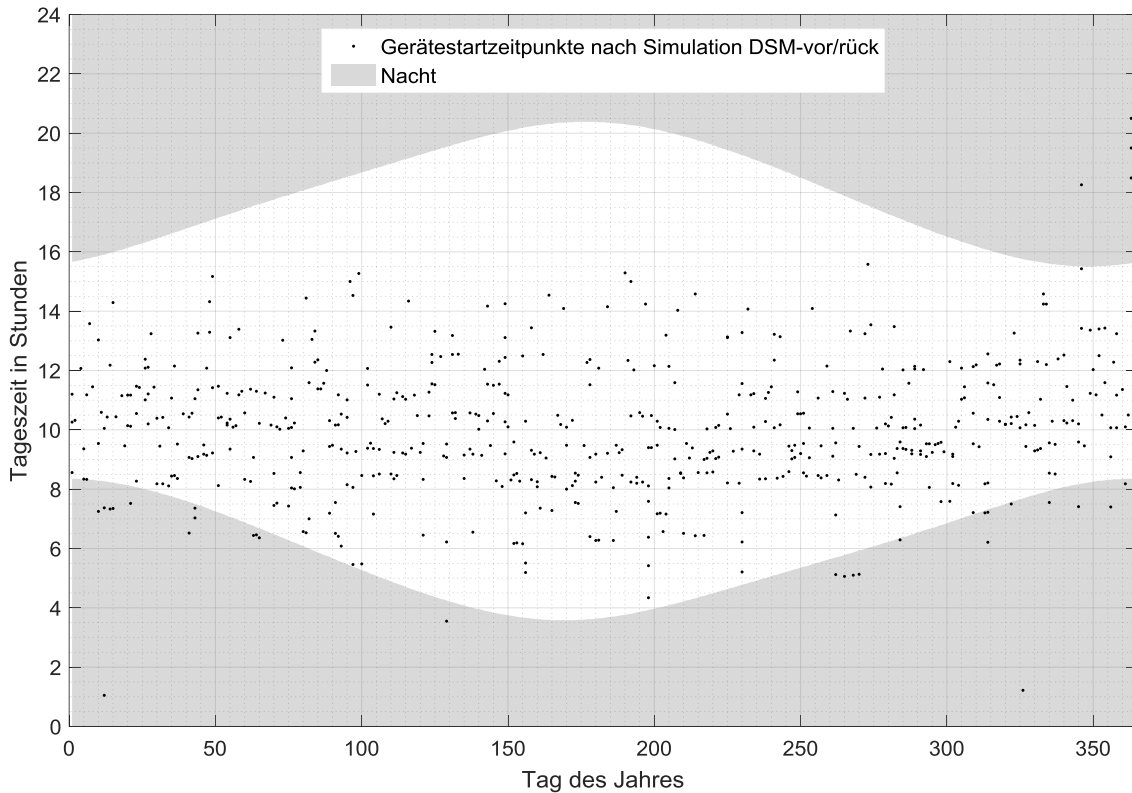


Abbildung 31: Geräteeinsatzverteilung nach „DSM\_vor/rück“.

Es ist zu erwarten, dass die Bewertungsgrößen auf die Richtungsszenarien aus Abbildung 30 und Abbildung 31 reagieren.

- Bei der Auswertung der Simulationsrichtung ist zu beachten, dass sich das DSM-Zeitfenster für Simulation „DSM\_vor“ und „DSM\_vor/rück“ unterscheidet. Beide Szenarien haben als Gesamtverschiebezeit 24 Stunden. Bei Simulation „DSM\_vor/rück“ bedeutet das, es sind 12 Stunden nach vorn, 12 Stunden nach hinten. Also ist die Abszissenteilung für diese Simulation in den jeweiligen Darstellungen jeweils zu halbieren, für Simulation „DSM\_vor“ gilt die Abszissenteilung 1-24.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Simulationsergebnisse der beiden Richtungsszenarien. Abbildung 32 zeigt für alle Häuser den Verlauf des Autarkiegrades in Abhängigkeit der Verschieberichtung. Erwartungsgemäß sind die größten Gesamtgewinne bei „DSM\_vor/rück“ (blau) zu verzeichnen. Der Vorteil dieser Simulationsart ist, dass sich die DSM-Gewinne vergrößern, da Geräte aus beiden Richtungen in die Sonnenzeit verschoben werden können. Dadurch wird ein größerer Anteil der Verbraucher aus der Erzeugung gedeckt, was zu steigendem Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil führt. Es fällt aber auch auf, dass bei den Haushalten HH0 und HH2 (die Haushalte mit dem größten DSM-Potenzial) in den ersten Simulationsstunden der Autarkiegrad für „DSM\_vor“ größer ist. Dies lässt sich zum einen mit einer generellen Nachtaktivität der Haushalte erklären. Zum anderen könnten Haushaltseigenheiten zu Grunde liegen, die hier nicht untersucht wurden. Somit wird klar, dass die Verschieberichtung selbst kein alleiniger sensibler Parameter für die energetischen Bewertungsgrößen ist. Auch generelle Eigenschaften wie die Aktivitätenverteilung des Haushalts nehmen hier Einfluss.



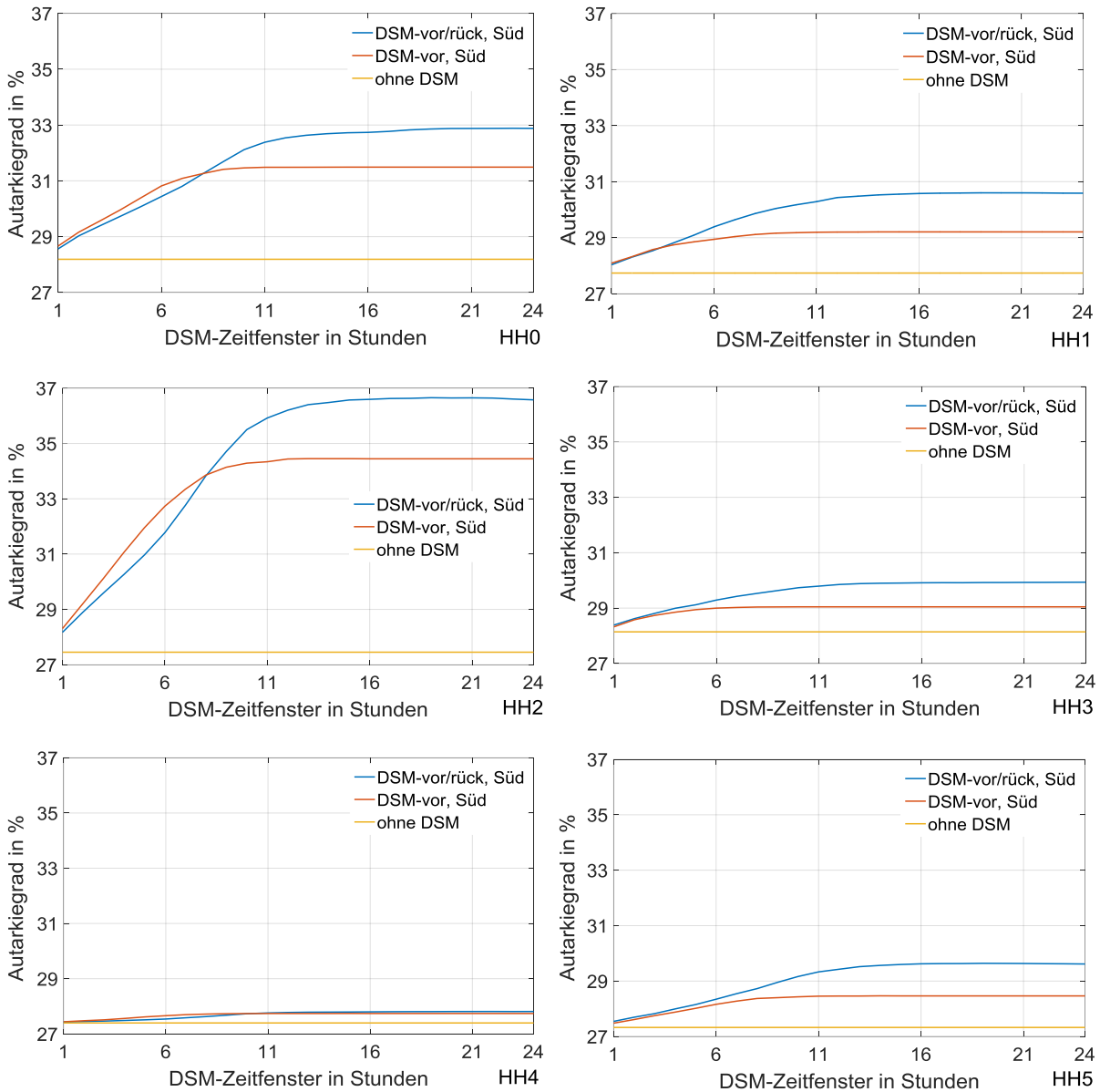


Abbildung 32: Verlauf Autarkiegrad in Abhängigkeit von Simulation „DSM\_vor/rück“ und „DSM\_vor“, HH0-HH5.

Abbildung 33 zeigt die Ergebnisse für den Autarkiegrad in absoluten Werten. Die Auswertung erfolgte bei DSM-Zeitfenster 6h und 12h. Dabei zeigt sich, dass „DSM\_vor/rück“ erwartungsgemäß die größten Ergebnisse erzeugt. Die Wahrscheinlichkeit für erhöhten Direktverbrauch steigt, wenn Geräte in beide Richtungen geschoben werden können. Interessant sind aber für die Haushalte mit großem DSM-Potenzial, HH0 und HH2, dass „DSM\_vor/6“ größere Ergebnisse erzielt als „DSM\_vor/rück/6“. Dies lässt den Schluss zu, dass kurze Zeitfenster bessere Ergebnisse erzielen, wenn in eine Richtung geschoben wird. Längere Zeitfenster hingegen erzeugen eine höhere Autarkie, wenn in beide Richtungen geschoben wird.

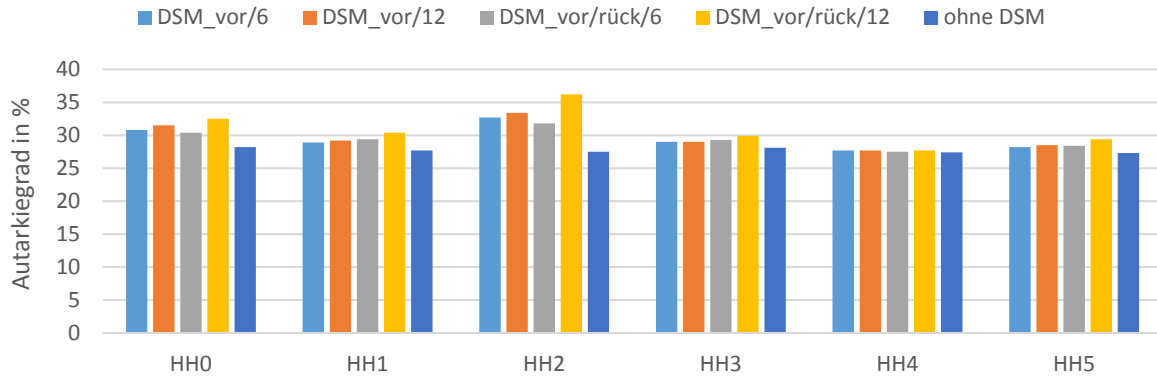


Abbildung 33: Zusammenfassung der Ergebnisse „Verschieberichtung“ für den Autarkiegrad.

In Abbildung 67 in Anhang Kapitel 6 ist der Verlauf des Eigenverbrauchsanteils über dem Zeitfenster dargestellt. Es lassen sich die gleichen Rückschlüsse wie aus den Autarkiegraddarstellungen ziehen. Ab ca. 11 Stunden ist in keinem Haushalt mehr ein Zuwachs zu verzeichnen. Die absoluten Werte zum Eigenverbrauchsanteil zeigt Abbildung 34. Auch hier bestätigen sich die Ergebnisse die für den Autarkiegrad gelten in qualitativer Form. Für kurze Zeitfenster bei mittlerem bis hohem DSM-Potenzial scheint „DSM\_vor“ vorteilhaft zu sein. Zum Vergleich ist auch hier der Wert „ohne DSM“ angegeben. Auswertung für Zeitfenster 6h und 12h.

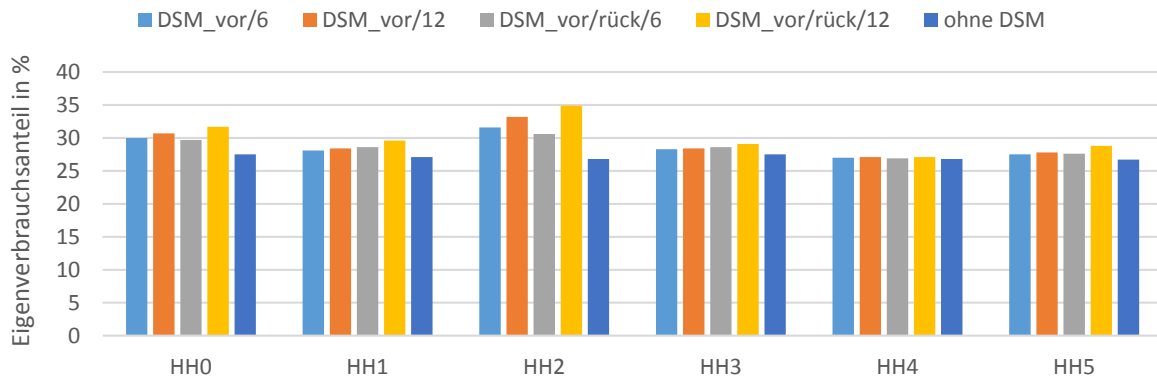


Abbildung 34: Zusammenfassung der Ergebnisse „Verschieberichtung“ für den Eigenverbrauchsanteil.

Es wird eine Abregelungsgrenze von 70% gemäß dem EEG 2012 [Eeg12] angenommen. Demgemäß müssen Anlagen unter 30 kWp ihre Wirkleistung begrenzen oder eine ferngesteuerte Leistungsreduktion durch den Netzbetreiber zulassen. Mit einer Einspeisebegrenzung von 70 % ergeben sich in den untersuchten Haushalten **Abregelungsverluste** von etwa 1,4 % ohne Beeinflussung durch DSM.

Es ist für alle Haushalte in Abbildung 35 zu erkennen, dass die Simulation „DSM\_vor/rück“ die Abregelungsverluste am effektivsten verringert. Für Zeitfenster von 1-8 Stunden („DSM\_vor“) beziehungsweise 0,5-4 Stunden („DSM\_vor/rück“) ist in einigen Häusern eine stärkere Verringerung der Abregelungsverluste zu beobachten.

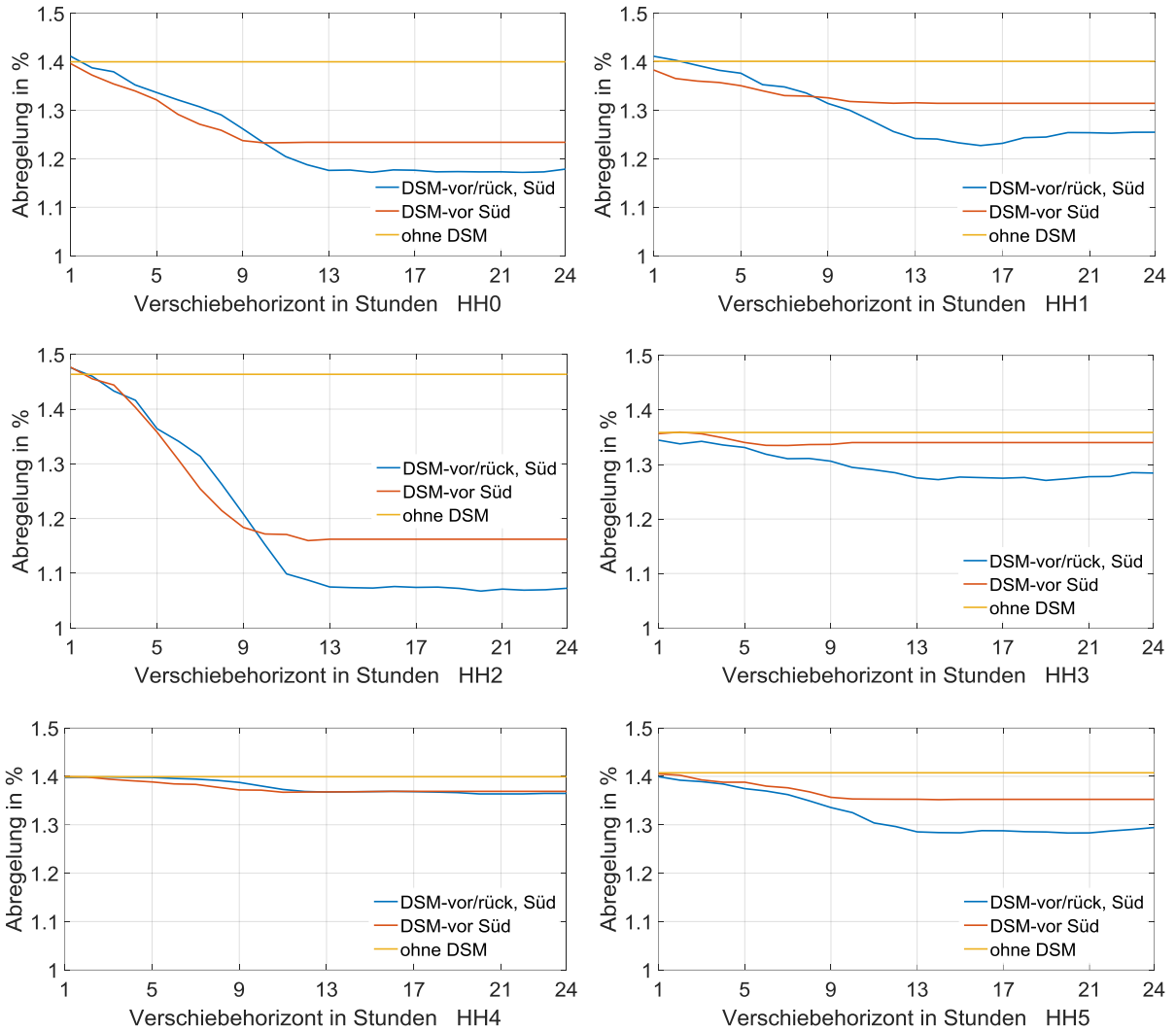


Abbildung 35: Verlauf der Abregelungsverluste in Abhängigkeit von der Verschieberichtung, HH0-HH5.

In Abbildung 36 sind wiederum die absoluten Ergebnisse der Untersuchung abgebildet. Es fällt auf, dass es zwischen den beiden Verschiebeoptionen „DSM\_vor“ und „DSM\_vor/rück“ keinen Unterschied gibt. Nur die Länge des Zeitfensters verringert die Abregelungsverluste. Die maximale Verringerung beträgt 0,4 % für HH2. Die Abregelungsverluste spielen deswegen bei der Beurteilung der Verschieberichtung keine Rolle.

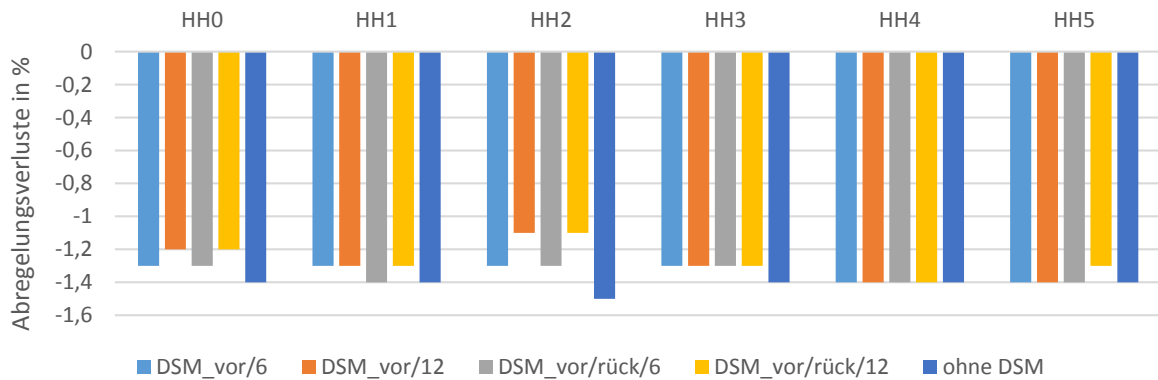


Abbildung 36: Zusammenfassung der Ergebnisse Verschieberichtung für die Abregelungsverluste.

Der Einfluss der Richtungsszenarien auf die energetische Bewertung des Eigenversorgungssystems ist stark von den ursprünglichen Einsatzzeiten abhängig. So sind Haushalte denkbar, die fast nur tagaktiv sind, ebenso Haushalte, die größtenteils abendaktiv sind<sup>10</sup>. Im ersten Fall wäre der Unterschied zwischen Vorwärts- und Rückwärtsverschieben marginal, da in beide Richtungen großes Potenzial vorhanden ist. Im zweiten Fall könnte der Unterschied sehr groß ausfallen, da es in negativer Richtung ein sehr großes Potenzial gibt: Viele Geräte können in den Sonnenteil des Tages geschoben werden, während in der anderen Richtung bei bestehender Simulationsgrenze 0:00 Uhr kaum Potenzial vorhanden ist Geräte zu verschieben. Geräte, die abends laufen und nur nach vorn, bis 24:00 Uhr geschoben werden können, werden keinen Punkt finden, an dem der Netzbezug des Tages geringer ist als am Ursprungsort. Die gleiche Überlegung lässt sich für Aktivitäten zwischen 0:00 und 7:00 anstellen. Hier bestünde das größte Verschiebepotenzial in positiver Richtung.

Als Schlussfolgerung aus der Untersuchung der Wirkung der Verschieberichtung wird vorgeschlagen, DSM-Maßnahmen so auszulegen, dass sie nur in positiver Zeitrichtung angewendet werden. Dieses Vorgehen entspricht dem realistischen Anwendungsszenario: Ein Nutzer befüllt eine Maschine (Waschmaschine, Spülmaschine, Trockner) und gibt der Regelung die Möglichkeit, von diesem Moment an, bis zu einer festzulegenden Zeit in der Zukunft, das Gerät zu starten. Der Ansatz, ein Gerät auch vor seine eigentliche Startzeit zu platzieren ist theoretisch reizvoll. In der Umsetzung würde das bedeuten: Ein Nutzer füllt eine Maschine mit der Absichtserklärung, sie in einer Zeit in der Zukunft eigentlich starten zu wollen. Dann könnte die Maschine auch vor der eigentlichen Zeit aktiv werden. Im praktischen Sinne ist eine Maschine dann einsatzbereit, wenn sie befüllt ist und theoretisch sofort gestartet werden kann. Und genau das entspricht dem Szenario, die Startzeitverschiebung nur in die Zukunft zuzulassen, also der Verschieberichtung „DSM\_vor“.

Die Ergebnisse sind tabellarisch im Anhang Kapitel 6 Tabelle 13 zusammengefasst.

### ↳ Zusammenfassung Verschieberichtung

- **Kleine Zeitfenster** (<8h) erzielen bei Haushalten mit hohem DSM-Potenzial bessere Ergebnisse beim Verschieben **in eine Richtung** („DSM\_vor“).
- **Große Zeitfenster** (>9h) erzielen beim Verschiebungen **in beide Richtungen** bessere Ergebnisse.
- Große Abhängigkeit der energetischen Bewertungsparameter von **Haushaltseigenschaften** wie z.B.: Nachtaktivität.
- Verschieberichtung hat kaum Einfluss auf die Abregelungsverluste.
- Festlegung: Verschieberichtung nur in positiver Zeitrichtung („DSM\_vor“).

---

<sup>10</sup> Zur Beurteilung der untersuchten Haushalte bezüglich Tag- und Nachtaktivität wird auf Kapitel 6.2 verwiesen.

### 6.3.2 DSM-Zeitfenster

Bei einem DSM-Zeitfenster von 24 Stunden tritt nach 9-12 Stunden ein Sättigungsverhalten der energetischen Bewertungsgrößen ein. Dieser Effekt ist bei allen Simulationen zu untersuchen und kann auch in Abbildung 37 nachvollzogen werden.

Soll eine Verschiebung von Geräten in Zeiten mit geringerem Netzbezug in der Realität umgesetzt werden, muss eine Begrenzung des DSM-Zeitfensters erfolgen. Eine erste Einschränkung bietet der oben angeführte Effekt. Ab 12 Stunden Verschiebung sind keine weiteren positiven Veränderungen der Bewertungsgrößen zu erwarten. Das liegt daran, dass die größte PV-Produktion in und um Stunde 12 des Tages stattfindet. Wird kein Verschieben über die Tagesgrenze zugelassen, wird nur mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit ein Gerät weiter als über einen Zeitraum von 12 Stunden verschoben werden können. Ein solches Beispiel kann ein Gerät sein, welches ursprünglich um 23:00 Uhr startet und auf 9:00 Uhr am Morgen verschoben wird.

Anhand praktischer Beispiele kann man sich klarmachen, dass ein kleines Zeitfenster eher dem realen Nutzerverhalten entspricht als ein großes. Die Waschmaschine/ Spülmaschine einer berufstätigen Familie wird morgens befüllt und soll am Nachmittag fertig sein. Also nach etwa 6-8 Stunden. Ein längeres Zeitfenster könnte dazu führen, dass weitere Befüllungen entstehen beziehungsweise Geschirr oder Wäsche gebraucht werden, bevor sie fertig sind. Ein weiteres Beispiel ist das Verschieben in den nächsten Tag. Da Wäsche und Geschirr immer anfallen, wird kaum ein Nutzer damit einverstanden sein aufgrund starker Bewölkung am eigentlichen Einsatztag erst am nächsten Mittag seine Wäsche/Geschirr gespült zu haben. Eine gewisse Einschränkung und Veränderung des Nutzerverhaltens ist unumgänglich, soll aber das Benutzen der Geräte nicht unnötig unkomfortabel machen.

Um ein sinnvolles technisches DSM-Zeitfenster zu bestimmen, werden im Folgenden einige Vorschläge diskutiert.

Möglichkeiten einer DSM-Zeitfensterbestimmung:

- Angabe eines absoluten Zielwertes für die Steigerung von Eigenverbrauch und/oder Autarkie.
- Angabe eines relativen Zielwertes bzw. eines Minimalziels für die Steigerung von Eigenverbrauch und/oder Autarkie.
- Steigungsverfahren relativ oder absolut
- (Nutzervorgaben)

Angabe des DSM-Zeitfensters mit Hilfe eines **Zielwertes**:

Abbildung 37 links zeigt in logarithmischer Darstellung der Abszisse die Erhöhung des Autarkiegrades  $a$ . Anhand dieser Grafik kann eine Ziel-Autarkiegraderhöhung festgelegt werden, beispielsweise 5 % für HH2. Daraus ergäbe sich ein DSM-Zeitfenster von 6 Stunden. Das gleiche Vorgehen kann für den Eigenverbrauchsanteil (rechts) angewendet werden.

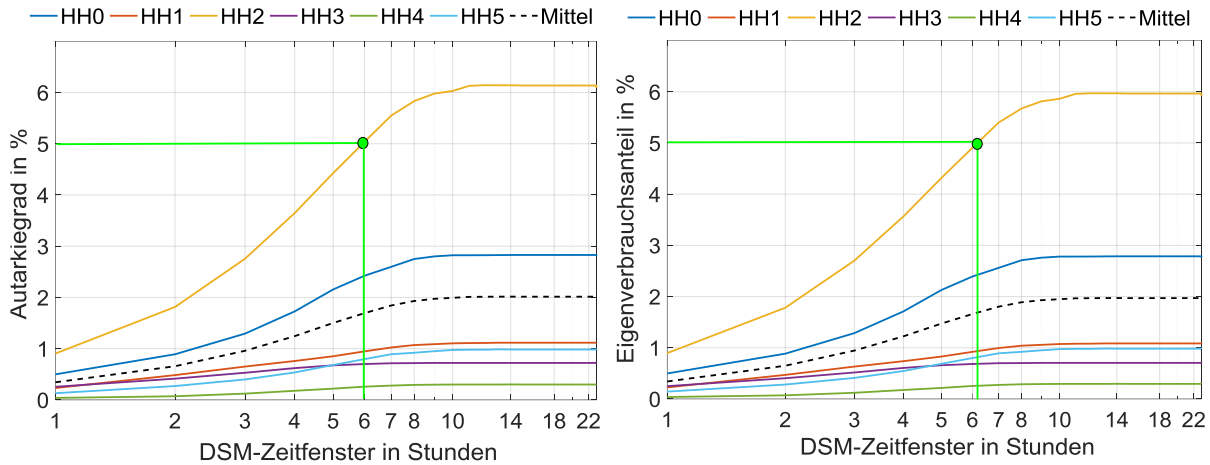


Abbildung 37 Absolute Änderung des Autarkiegrades (links) sowie des Eigenverbrauchsanteiles (rechts), Simulation „DSM\_vor“.

Bei Angabe eines relativen Ziel- oder Minimalwertes für die Änderung der Bewertungsgröße ist die Darstellung in Abbildung 38 für den Autarkiegrad (links), sowie für den Eigenverbrauchsanteil (rechts) hilfreich. Auch in dieser Abbildung ist die Abszisse logarithmisch eingeteilt. Die Grafik zeigt für den Autarkiegrad beispielsweise für HH0 nach der ersten Stunde des DSM-Zeitfensters eine Erhöhung um 0,5 % im Vergleich zum vorherigen Schritt. In der zweiten Stunde findet noch eine Erhöhung um 0,4 % statt, usw. Die Addition der jeweiligen Stundenwerte ergibt die Gesamterhöhung von etwa 2,8 % aus Abbildung 37. Es kann so eine Grenze definiert werden, die pro Zeitfensterschritt nicht unterschritten werden soll um eine realistische Eingrenzung zu erzielen. Am Beispiel von HH2 könnte die Mindestforderung für die Erhöhung des Autarkiegrades  $a$  pro DSM-Zeitschritt 0,8 % sein. Vergrößert sich der Autarkiegrad pro DSM-Zeitschritt um weniger als 0,8 %, wird an diesem Zeitschritt die DSM-Maßnahme beendet. Es resultiert für dieses Beispiel ein Zeitfenster von 5 h für den Autarkiegrad (links) und ca. 4,5 h für den Eigenverbrauchsanteil (rechts).

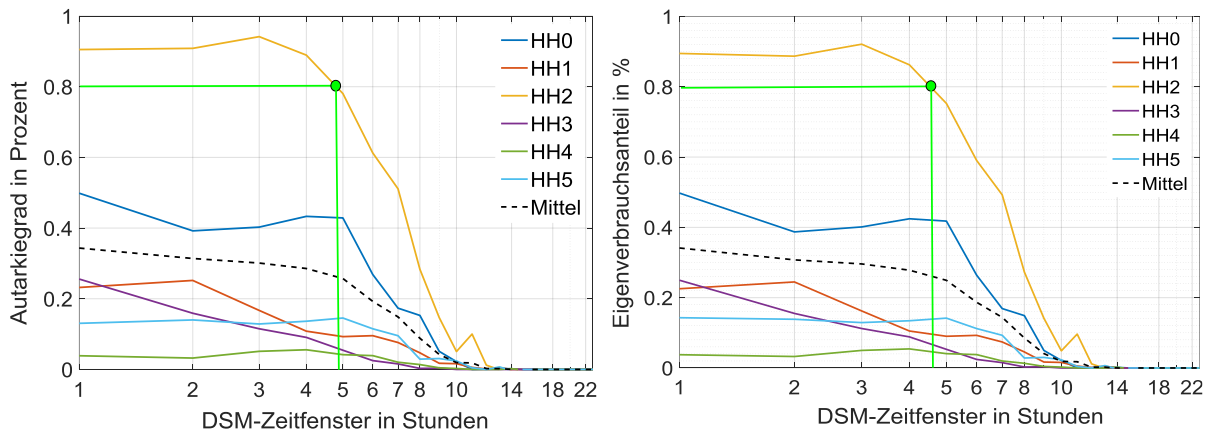


Abbildung 38: Relative Änderung des Autarkiegrades (links) sowie des Eigenverbrauchsanteiles (rechts), Simulation „DSM\_vor“.

Angabe des DSM-Zeitfensters durch das **Steigungsverfahren**:

Eine weitere Möglichkeit, ein technisch plausibles DSM-Zeitfenster zu ermitteln, ist das Steigungsverfahren. Hier kann (beispielhaft am absoluten Eigenverbrauchsverlauf von HH2) das Maß der Steigung als Einfluss auf die Bezugsgrößen herangezogen werden. Die Steigung  $m$  ist definiert als

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \tag{6-4}$$

Die Steigung könnte dabei für jeden Stundenschritt bestimmt werden. Unterschreitet die Steigung der Änderung einer Bemessungsgröße eine Zielvorgabe, kann daraus ein DSM-Zeitfenster und der Wert der Bemessungsgröße aus den Simulationsergebnissen abgeleitet werden. Im Abbildung 39 könnte die Vorgabe lauten: Wähle das DSM-Zeitfenster wenn  $m$  kleiner 0,6 wird (blauer Pfeil). Das führt zu einem DSM-Zeitfenster (ZF) von:

$$ZF(m < 0,6) \sim 4 \text{ h}$$

Das führt zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils von 3,5%.

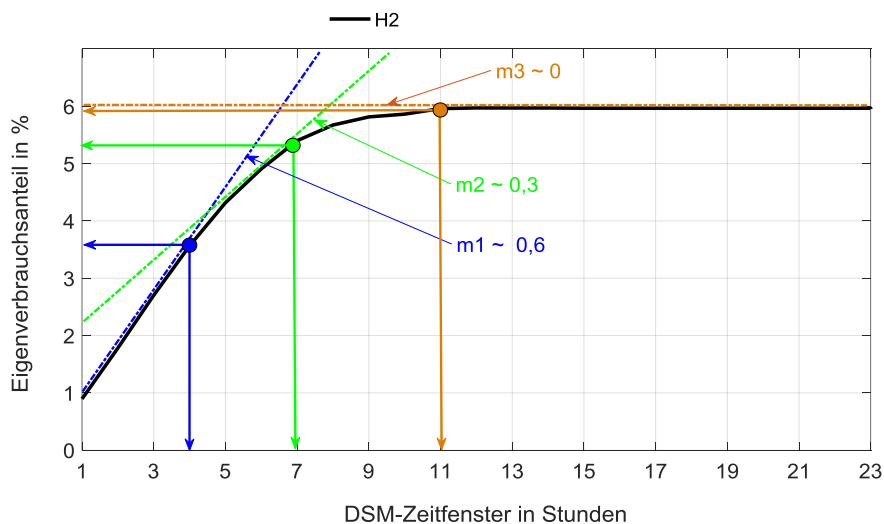


Abbildung 39: Illustration des Steigungsverfahrens anhand der absoluten Werte, HH2, Eigenverbrauch.

Weiterhin sind Zielvorgaben für  $ZF(m < 0,3) \sim 7 \text{ h}$  (grüner Pfeil)

und  $ZF(m = 0) \sim 11 \text{ h}$  (roter Pfeil) eingezeichnet.

Wie schon besprochen und in den vorherigen Abbildungen zu sehen ist, sind Vergrößerungen der Bemessungsgrößen bis zu einem DSM-Zeitfenster von 12 Stunden zu sehen. Die technische maximale Obergrenze kann somit auf diesen Wert herabgesetzt werden, ohne Verluste in Eigenverbrauchsanteil und Autarkie gegenüber der 24 stündigen Simulation zu erhalten.

Im Hinblick auf den Nutzer und der Vermeidung möglicher Akzeptanzprobleme erscheint eine kleinere Verschiebegrenze realistischer als das technische DSM-Zeitfenster. Ein Indiz kann hier die Hauptaktivitätszeit sein, wie in 6.2 gezeigt. Ein tagaktiver Haushalt wird mit einer kurzen Verschiebezeit gute Ergebnisse erzielen. Ein nachtaktiver Haushalt wie HH2, dessen Geräte zu

einem großen Teil zwischen 0:00 Uhr und 8:00 Uhr aktiv sind, wird ein größeres DSM-Zeitfenster benötigen. Um beiden Überlegungen gerecht zu werden, wird zusätzlich zum zwölfstündigen Zeitfenster ein zweites DSM-Zeitfenster von 6 Stunden gewählt.

↳ Zusammenfassung DSM-Zeitfenster:

- Stärkster Einfluss auf die Bewertungsgrößen bei **9 -12 Stunden** Verschiebung.
- **Stärkster Anstieg** der Bewertungsgrößen zwischen **2 – 6 Stunden**.
- **Nach 12 Stunden keine Vergrößerung** der Bewertungsgrößen mehr.
- Längenangabe für ein technisch relevantes Zeitfenster.
- Nutzerorientierte Zeitfenster könnten bei 4-6 Stunden liegen, dadurch verringert sich (maximal) die Erhöhung der Bewertungsgrößen um 1 % - 2,5 %.

### 6.3.3 Modulausrichtung

In der vorliegenden Arbeit wird neben der Südausrichtung auch die gleichzeitige Ost-/Westausrichtung der PV-Module untersucht. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass die Nutzung der nach Ost-/West ausgerichteten Dächer das nutzbare PV-Potenzial erhöht. Zwar sind die Energieerträge geringer als bei Südausrichtung, dennoch kann eine solche Anlage hinsichtlich des Eigenverbrauchs durch die gleichmäßigere Leistungsverteilung der Teilgeneratoren (Ost und West) im Tagesverlauf wirtschaftlich sein. Mit dem Erreichen der Netzparität ist nicht mehr einzig das Maß der maximal einzuspeisenden Energie das wirtschaftliche Gütekriterium einer PV-Anlage. Wie in diesem Kapitel zu sehen sein wird, wirkt sich die Ost-/Westausrichtung der Module positiv auf die energetischen Bewertungsgrößen aus. Wie in Kapitel 3.6 erwähnt, wird die Neigung der südausgerichteten Module von 35° für die Ost-/Westausrichtung beibehalten.

Abbildung 40 zeigt für einen Tag die Ergebnisse der DSM-Simulation für Südausrichtung (links), und für Ost-/Westausrichtung (rechts). Die Abbildungen verdeutlichen den Unterschied der Modulausrichtung sehr gut. Die PV-Erzeugung bei Südausrichtung ist in der Mittagsspitze deutlich höher. Dafür ist der Direktverbrauch bei dieser Ausrichtung am Tagesanfang geringer als bei Ost-/Westausrichtung. Weiter findet der Algorithmus für beide Ausrichtungsszenarien unterschiedliche optimale Einsatzzeitpunkte für das zu verschiebende Gerät. Das liegt an der unterschiedlichen PV-Erzeugung auf Grund der unterschiedlichen Ausrichtung der Module. Bei Südausrichtung entsteht ein geringerer Netzbezug, wenn die Maschine nach 9:00 Uhr gestartet wird. Bei der Ost-/Westausrichtung ist der Netzbezug geringer, wenn die Maschine vor 9:00 Uhr gestartet wird.



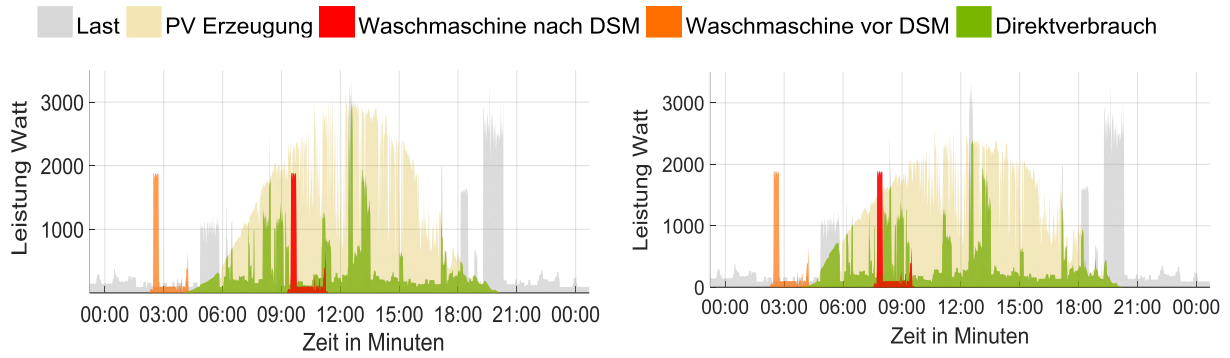
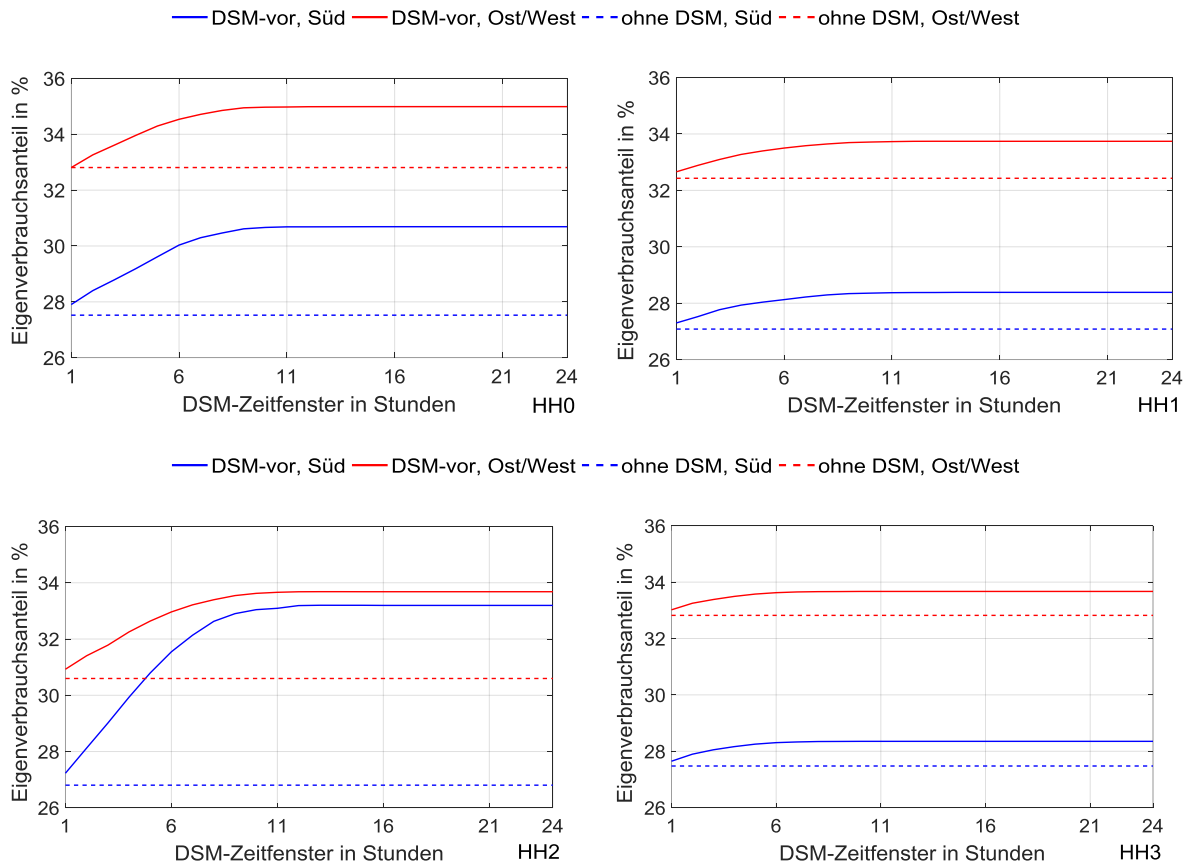


Abbildung 40: Beispiel für die Ergebnisse der DSM-Simulation für Südausrichtung (links) und Ost-/Westausrichtung, HH0.

Dabei muss die Anfangszeit des Geräteeinsatzes nicht zwingend als einzige Möglichkeit zum geringsten Netzbezug führen. Der Algorithmus wählt bei mehreren Punkten geringsten Netzbezuges den mittleren als neuen Startpunkt des Gerätes.

Der Unterschied, den die Ausrichtung der PV-Module auf die energetischen Bewertungsgrößen ohne DSM-Maßnahmen hat, ist in Abbildung 41 durch die gestrichelten Linien dargestellt und beträgt etwa 3-5 % für den **Eigenverbrauchsanteil**. Grund dafür, dass bei gleich installierter Anlagenleistung eine Ost-West-Anlage weniger Energie als eine Süd-Anlage produziert, sind die relativen Verluste, die entstehen, weil die Anlage nicht optimal zum Stand der Sonne ausgerichtet ist.



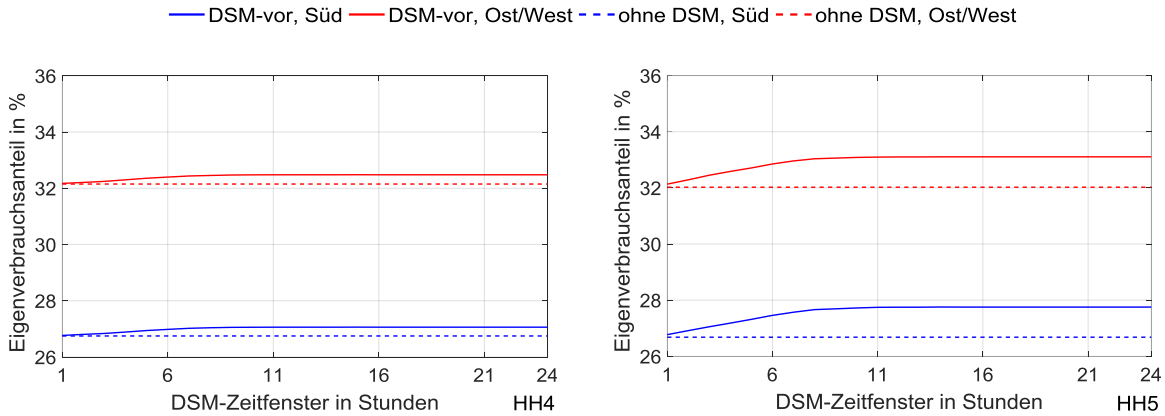


Abbildung 41: Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit von der Modulausrichtung, HH0-HH5.

Es ergeben sich Zugewinne bezogen auf den anfänglichen Eigenverbrauchswert zwischen 1-6 %.

Für HH2 in Abbildung 41 kann der Eigenverbrauchsanteil mit DSM-Maßnahmen bis nahe an den Wert der nach Ost-/West ausgerichteten Anlage gesteigert werden. Daraus lässt sich schließen, dass viele verschiebbare Geräte die in den Direktverbrauch verlagert werden, einen größer werdenden Einfluss auf die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteiles haben. Durch das Verschieben vieler Geräte wird der Ausrichtungsnachteil nahezu ausgeglichen. In Abbildung 42 und Abbildung 43 sind die Ergebnisse der Untersuchung der Modulausrichtung in absoluten Zahlen zusammengefasst. Ausgewertet wird wieder bei Zeitfenstern von 6h und 12h. Es ist deutlich zu sehen, dass sich die Ost-/Westausrichtung sehr vorteilhaft auf den Eigenverbrauchsanteil auswirkt. Im Mittel ergibt sich durch DSM ein etwa 5 % größerer Eigenverbrauchsanteil als bei Südausrichtung. Einzige Ausnahme bildet HH2. Dort erreicht der Eigenverbrauchsanteil dank des hohen DSM-Potenzials annähernd Ost-/Westniveau. Der Übersichtlichkeit halber sind die Ergebnisse zum DSM-Zeitfenster einzeln dargestellt.

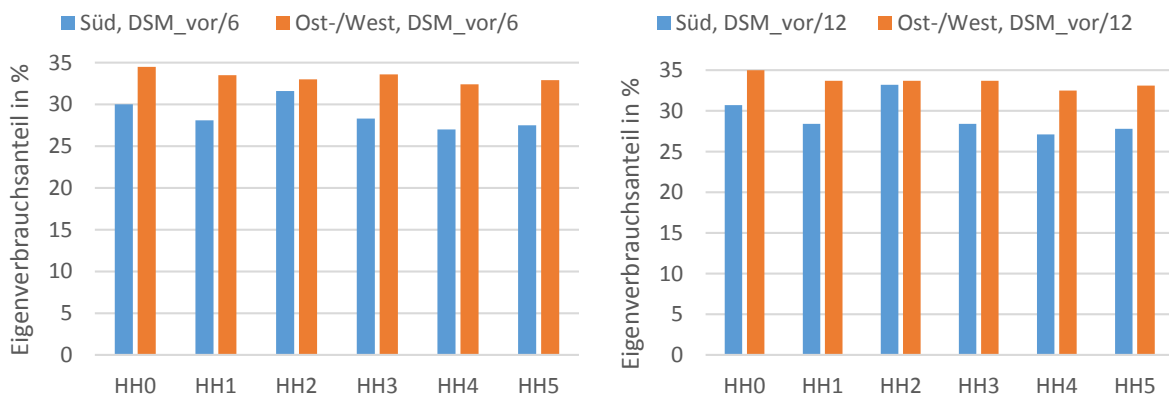


Abbildung 42: Ergebnisse der Modulausrichtung für den Eigenverbrauchsanteil nach DSM.

Interessant ist auch der Blick auf den unbeeinflussten Eigenverbrauchsanteil. Hier sind die Anfangsunterschiede aufgrund der Ost-Westausrichtung annähernd 5 % pro Haushalt.

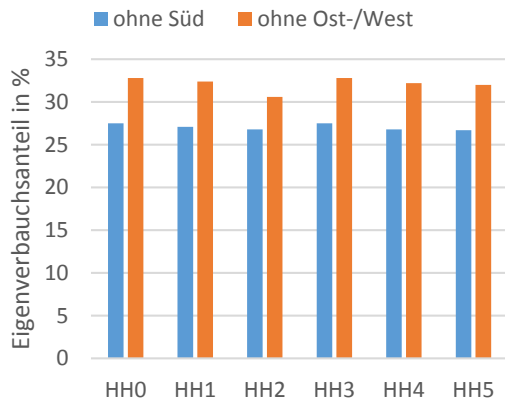


Abbildung 43: Ergebnis der Modulausrichtungsuntersuchung vor der DSM-Maßnahme für den Eigenverbrauchsanteil.

Der Einfluss der Modulausrichtung auf den Autarkiegrad ohne DSM-Maßnahmen ist ebenso durch die gestrichelten Linien in Abbildung 68 Anhang Kapitel 6 dargestellt. Der Unterschied ist naturgemäß geringer. Die Wahrscheinlichkeit eines höheren Direktverbrauchs durch die Ost-/Westausrichtung erhöht in geringem Maße den Autarkiegrad. Diese Erhöhung beträgt zwischen 0 % und 1,5 %.

Die Verläufe des **Autarkiegrades** zeigen erwartungsgemäß kaum große Veränderungen. Für Haushalte mit hohem DSM-Potenzial gilt: Bei Südausrichtung steigt der Autarkiegrad mit zunehmendem Voranschreiten im DSM-Zeitfenster deutlich über den Wert für Ost-/Westausrichtung (HH0 und HH2). Das bedeutet, dass der Eigenverbrauchsvorteil für nach Ost-/West ausgerichtete Anlagen größtenteils auf den verringerten spezifischen PV-Erträgen beruht. Abbildung 44 fasst die Ergebnisse für den Autarkiegrad zusammen. Im Vergleich zu Abbildung 42 fällt der geringe Unterschied zwischen den Modulausrichtungen auf. Auch ist der Unterschied zwischen den DSM-Zeitfenstern sehr klein. Die Ausrichtung der Module wirkt sich nur gering auf die Veränderung des Autarkiegrades aus.

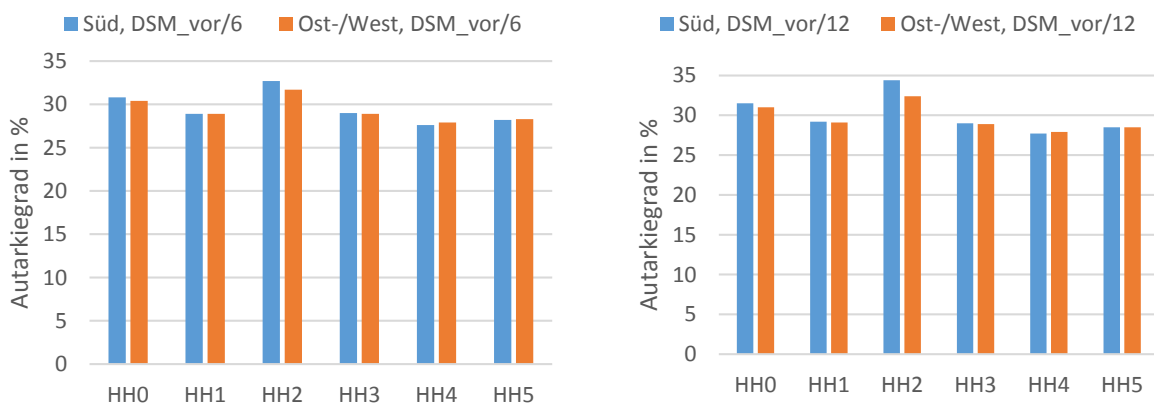


Abbildung 44: Ergebnisse Modulausrichtung mit DSM für den Autarkiegrad.

Der größeren Wahrscheinlichkeit eines höheren Direktverbrauchs durch die Modulausrichtung und somit einer Autarkiegraderhöhung steht bei gleichem Verbrauch und geringerer Erzeugung

für Ost-/West ein leicht höherer Netzbezug gegenüber. Dieser führt zur Verringerung des Autarkiegrades. Abb. 47 zeigt, dass sich diese Effekte größtenteils ausgleichen, der Autarkiegrad bleibt nahezu konstant.

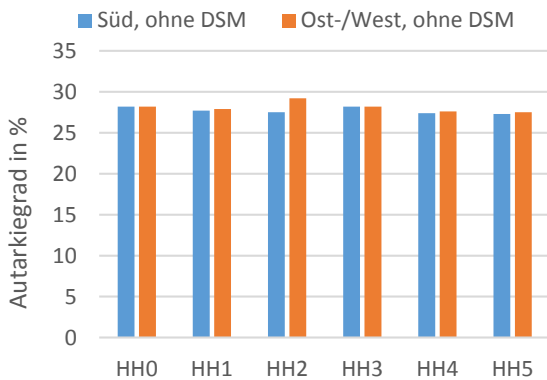


Abbildung 45: Ergebnisse Modulausrichtung ohne DSM, Autarkiegrad.

Bei den **Abregelungsverlusten** ist der Unterschied, den die Modulausrichtung ohne weitere Beeinflussung durch DSM bewirkt, am deutlichsten. Es wird eine Abregelungsgrenze gemäß EEG [Eeg12] von 70 % angenommen. Die Verluste bei Südausrichtung liegen bei 1,4 %. Bei Ost-/Westausrichtung betragen diese Verluste nahezu 0 %. Diese Werte scheinen sehr gering und konnten sich durch Literaturangaben weder bestätigen noch widerlegen lassen. Möglicherweise treten diese Effekte aufgrund der um 35° geneigte PV-Module auf. Dadurch wird die PV-Erzeugung zusätzlich zur Verringerung durch die Ausrichtung nach Ost-/West noch einmal kleiner. Vergleiche dazu auch **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..** Generell sind die Abregelungsverluste bei Ost-/Westausrichtung geringer als bei Südausrichtung, da weniger häufig hohe PV-Erzeugungsleistungen erreicht werden. Dies führt zu geringeren Netzeinspeisungen und somit zu geringeren Abregelungsverlusten. Die Haushalte mit der kleineren spezifischen PV-Erzeugung erzeugen weniger Abregelungsverluste. Vergleiche dazu auch die Darstellung der Abregelungsverluste aller Haushalte in Anhang Kapitel 6, Abbildung 69.

Abbildung 46 zeigt beispielhaft die Abregelungsverluste über dem DSM-Zeitfenster von zwei der sechs Haushalte. Auf der linken Seite ist der Verlauf des HH2 abgebildet. Die Abregelungsverluste für die Südausrichtung ohne DSM (rot) und mit DSM (blau) sind gut zu erkennen. Die Verluste für die Ost-/Westausrichtung gehen gegen Null. Auf der rechten Seite ist der Verlauf für HH4 abgebildet. Hier betragen die Südverluste 0,4 %, die Ost-/Westverluste sind nahezu Null. Diese beiden Haushalte stellen wieder das Minimum und das Maximum dar, dass sich aus der untersuchten Bewertungsgröße ergibt.

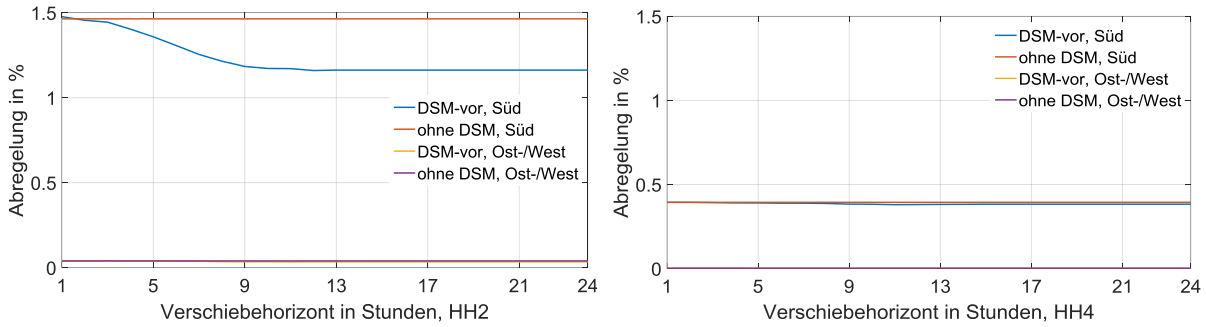


Abbildung 46: Abregelungsverluste in Abhängigkeit von der Modulausrichtung, HH2 (links), HH4 (rechts) bei 70 % Abregelungsgrenze.

➔ Zusammenfassung Modulausrichtung

- Großer Einfluss auf **Eigenverbrauchsanteil** durch Ost-/West, **1-6 %**.
- Geringerer Einfluss auf Autarkiegrad durch Ost-/West, maximal **2 %**.
- Deutlich geringere Abregelungsverluste bei Ost-/Westausrichtung ohne DSM-Maßnahmen, starke Sensitivität.
- **Ausgleich** des Ausrichtungsfehlers durch **Verschiebung vieler Geräte**.
- **Ausgleich** des Ausrichtungsfehlers für Autarkiegrad bei **Südausrichtung**.
- Größeres Steigerungspotenzial allgemein bei Südausrichtung.

### 6.3.4 Anzahl der DSM-Geräte

Um den Einfluss der Geräteanzahl untersuchen zu können, werden die Werte für die energetischen Bewertungsgrößen aus den Haushalten gemittelt, welche die **gleiche** DSM-Geräteausstattung besitzen<sup>11</sup>. Tabelle 7 zeigt die entsprechenden Haushalte sowie die Bezeichnung, welche sich auch in den Abbildungen wiederfinden.

Tabelle 7: Mittelung der Werte nach Geräteausstattung.

Gruppe	Code	Haushalte (HH)
Haushalte mit einem Gerät	H1	HH4, HH5
Haushalte mit zwei Geräten	H2	HH0, HH1, HH3
Haushalte mit drei Geräten	H3	HH2

Weiterhin wird der Anfangsautarkiegrad  $a_0$ , der Anfangseigenverbrauchsanteil  $e_0$  sowie die Anfangsabregelungsverluste  $v_0$  über die Haushalte mit gleicher Geräteausstattung gemittelt. Die

<sup>11</sup> Dies ist notwendig, da in den Simulationen immer alle zur Verfügung stehenden Geräte genutzt werden. Somit können Einflüsse die Geräteanzahl betreffend nur indirekt gezeigt werden.

Anfangswerte sind jene Werte, die sich ohne DSM-Beeinflussung aus den zugrundeliegenden Lastprofilen ergeben. Abbildung 47 zeigt die Ergebnisse.

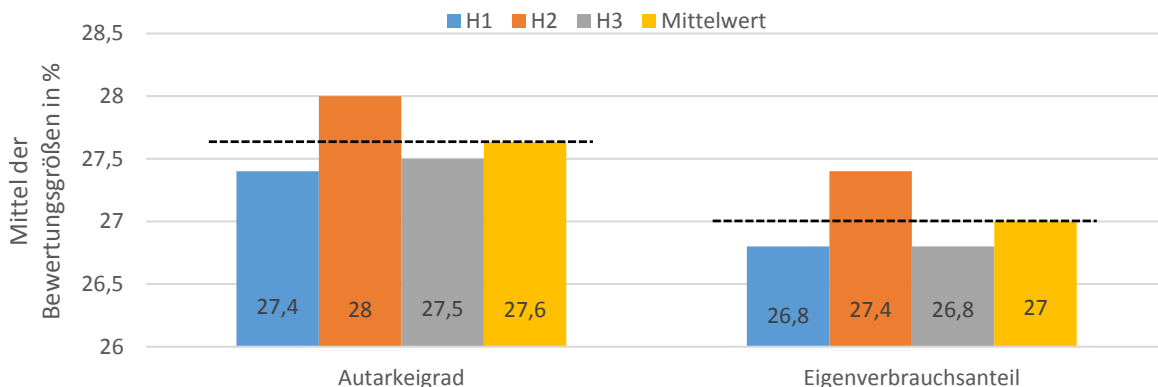


Abbildung 47: Die energetischen Bewertungsgrößen für die Gerätegemittelten HH und der entsprechende Mittelwert.

Der Einfluss der Verschiebemaßnahmen in Abhängigkeit von der Anzahl der zu verschiebenden Geräte wird in Abbildung 48 deutlich. Die Abbildungen zeigen die gerätegemittelten Ergebnisse für den Autarkiegrad  $\alpha$  (links) sowie den Eigenverbrauchsanteil  $e$  (rechts) der Haushalte für Simulation „DSM\_vor“ mit einem Zeitfenster von 6 beziehungsweise 12 Stunden. Die Abbildung zeigt klar, dass mit zunehmender Anzahl an DSM-Geräten im Haushalt das Ansteigen des Autarkiegrades beziehungsweise des Eigenverbrauchsanteiles stärker zunimmt. Auch ist der Unterschied im Anstieg der Bewertungsgröße zwischen den beiden Zeitfenstern ausgeprägter wenn mehrere Geräte am DSM teilnehmen.

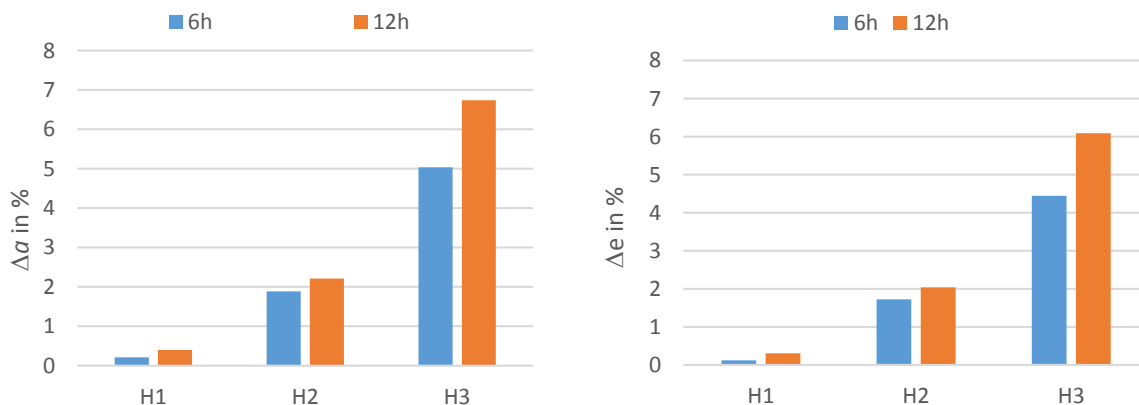


Abbildung 48: Autarkiegrad (links), Eigenverbrauchsanteil (rechts) in Abhängigkeit von der Geräteanzahl, gemittelt nach Geräteausstattung.

Es ist leicht nachzuvollziehen, dass eine größere Anzahl DSM-fähiger Geräte das DSM-Potenzial erhöht und die energetischen Bewertungsgrößen verändert. Die maximale Steigerung des **Autarkiegrades** in den untersuchten Haushalten bewegt sich zwischen 0,4 %-Punkte für die Haushalte mit einem DSM-fähigen Gerät (das ist für alle Häuser die Waschmaschine) und 6,6 %-Punkten für den Haushalt mit drei DSM-fähigen Geräten. Mit 3 Geräten können, abhängig vom DSM-Zeitfenster, Autarkiegradzugewinne zwischen 5 % bis 6,5 % realisiert werden.

Die Änderung des **Eigenverbrauchsanteils** bewegt sich in ähnlichen Dimensionen wie die Veränderung des Autarkiegrades. Sie beträgt 0,3 %-Punkte für Haushalte mit einem Gerät und 6,1 %-Punkte für die Haushalte mit drei Geräten. Für den Eigenverbrauchsanteil ergeben sich 4 % bis 6 % maximal.

Der scheinbare exponentielle Anstieg in Abbildung 48 täuscht. Dieser Verlauf ergibt sich aus den eher unterdurchschnittlichen Verbräuchen der Haushalte mit einem oder zwei DSM-Geräten und den überdurchschnittlichen Verbräuchen des Haushaltes mit drei DSM-Geräten. Weitere Untersuchungen mit einer größeren Anzahl repräsentativer Haushalte kann hier Klarheit schaffen.

↳ Zusammenfassung Anzahl der DSM-Geräte

- Viele DSM-Geräte erhöhen das DSM-Potenzial.
- Größter Einfluss auf Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil.
- DSM-Zeitfensterunterschied wird größer wenn viele Geräte teilnehmen.

## 6.4 Zusammenfassung

Tabelle 8 fasst die Ergebnisse der Simulationsanalyse zusammen. Es wird das beste sowie das schlechteste Ergebnis ermittelt (die Tabellen mit den kompletten Originalwerten sind in Anhang Kapitel 6 zu finden) und als relative Größe zu den Ausgangsgrößen ohne Beeinflussung gezeigt. Dies ergibt die Spannweite, in der sich die Veränderungen der energetischen Bewertungsgrößen bewegen.

Tabelle 8: Zusammenfassung der Ergebnisse der Simulationsanalyse.

	<b>Verschieberichtung</b>	<b>Ausrichtung</b>		<b>Geräteanzahl</b>
		<b>Süd</b>	<b>O/W</b>	
$\Delta e$ in %	0,2 - 8,1	0,2 - 6,4	0,2 - 2,2	0,1 - 6,4
$\Delta a$ in %	0,2 - 8,7	0,3 - 7	0,3 - 3,2	0,2 - 6,9

Anhand dieser Zahlen fällt es leicht, die Parameter nach der Größe ihres Einflusses zu ordnen und Optimierungsvorschläge zu machen. Die Tabelle lässt sich folgendermaßen interpretieren: Eine hohe Anzahl DSM-fähiger Geräte bei Südausrichtung und Verschieben in beide Richtungen erzeugt die höchsten Zuwächse für die energetischen Bewertungsgrößen. Es wurde festgelegt nur noch die Verschieberichtung DSM\_vor zuzulassen. Als Referenz für weitere Untersuchungen werden deshalb die Ergebnisse folgender Simulationsparameter ausgewählt und in Tabelle 9 dargestellt:

- Verschieberichtung „DSM\_vor“
- Auswertung bei 6h und 12h
- Ausrichtung Süd

Diese Auswahl folgt den Schlussfolgerungen der vorangegangenen Kapitel. Ein Verschieben ist nur in die Zukunft, ausgehend vom ursprünglichen Startzeitpunkt möglich. Das DSM-Zeitfenster geht bis maximal 12h und wird im Folgenden an den Stellen 6 h (ZF6) und 12 h (ZF12) ausgewertet. Die Ost-/Westausrichtung wird nicht gesondert betrachtet, da die Ergebnisse der Simulationsanalyse als Bereich ausgewiesen werden, in welchem die Ost-/Westergebnisse enthalten sind.

Tabelle 9: zur weiteren Bearbeitung genutzte Simulationsergebnisse.

<b>Bewertungsgröße</b>	<b>Simulationsergebnisse</b>
	6 h
$\Delta e$ in %	0,2 - 6,4
$\Delta a$ in %	0,2 - 7



## 7 DSM mit Batteriespeicher

Es wird untersucht, bis zu welcher Speichergröße die Vorteile von DSM erkennbar sind. So kann eine Aussage darüber getroffen werden, bis zu welcher spezifischen Speichergröße, bezogen auf die Jahresstromerzeugung, der Einsatz von DSM im Hinblick auf Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad sowie Abregelungsverluste sinnvoll ist. Schließlich folgt die Angabe einer virtuellen Speichergröße. Vorerst werden die Ergebnisse der Batteriespeichersimulation erläutert.

### 7.1 Batteriespeichersimulation

Um den Einfluss von DSM-Maßnahmen und Batteriespeichern (BS) vergleichen zu können, wird ein Batteriespeicher simuliert. Für die Batteriespeichersimulation wird die spezifische Speichergröße auf den Verbrauch bezogen. Die Simulation beginnt mit 0,05 kWh/MWh. Die Schrittweite beträgt 0,05 kWh/MWh. Somit wird nach 40 Simulationsschritten eine spezifische Speicherkapazität von 2 kWh/MWh erreicht. Nach [Weni13] liegen die Grenzen der sinnvollen Speicherdimensionierung bei 1,5 kWh/MWh.

Da die Batterie nicht ins Netz einspeist, sondern die gesamte in die Batterie gespeicherte Leistung  $P_{BL}$  (abzüglich der Wirkungsgradverluste) bilanziell dem Eigenverbrauchsanteil zugerechnet wird, sind hier die größten Einflussmöglichkeiten auf die energetischen Bewertungsgrößen zu erwarten. Für den Autarkiegrad gilt: Die gesamte Batterieentladeleistung  $P_{BE}$  trägt zur Minimierung der Netzbezugsenergie bei. Dies führt zu einer deutlichen Erhöhung des Autarkiegrades. Wenn nicht anders erwähnt, finden die Simulationen immer mit nach Süden ausgerichteten PV-Modulen statt.

Zuerst werden zwei Batteriespeichersimulationen verglichen. Variante 1: BS ohne DSM. Variante 2: BS mit „DSM\_vor/6“. Die Ergebnisse werden getrennt nach den Bewertungsgrößen jeweils in einer Grafik dargestellt. So lässt sich zum einen die Auswirkung der Speichervergrößerung beurteilen und zum anderen ist der zusätzliche DSM-Einfluss aus der Grafik direkt ablesbar. Des Weiteren sind in den Grafiken der jeweilige Anfangswert der Bewertungsgröße ohne Beeinflussung „ohne BS/DSM“ sowie der maximale Wert der Bemessungsgröße aus der DSM-Simulation „DSM\_vor/6“, welche der BS-Simulation zugrunde liegt, dargestellt. Diese beiden Werte werden zur besseren Wahrnehmung als Linie über den gesamten Kapazitätsverlauf dargestellt. Sie stellen jedoch nur den Punkt am Anfang der Simulation dar.

Ergibt sich ein Schnittpunkt des Graphen „BS ohne DSM“ mit dem Graphen „DSM\_vor/6“ so heißt das: Die DSM-Maßnahme hat einen Einfluss der mit einer bestimmten Speicherkapazität, ablesbar auf der Abszisse, vergleichbar ist.

### 7.1.1 Autarkiegrad

Auf den Autarkiegrad bezogen heißt das: Nur HH2 weist einen Schnittpunkt auf, wie die Markierung in Abbildung 49 links zeigt. „DSM\_vor/6“ in HH2 hat, bezogen auf den Autarkiegrad, den gleichen Einfluss wie ein etwa 0,1 kWh/MWh großer Speicher.

Im Sinne des Autarkiegrades bleibt der positive Effekt des DSM mit steigender Batteriegröße erhalten. Für HH2 ist dies am deutlichsten zu beobachten. DSM erhöht den Autarkiegrad zusätzlich zum BS um maximal 5 %. Der Zugewinn an Autarkie verhält sich relativ konstant und beträgt in etwa 5%. Paralleler Verlauf des blauen und roten Graphen. Bei 1 kWh/MWh spezifischer Speicherkapazität wird ein Gesamtautarkiegrad („DSM + BS“) von 58,5 % erreicht.

Im Bild rechts ist HH4 dargestellt. Dort ist eine kaum wahrnehmbare Zunahme des Autarkiegrades messbar. Diese beiden Bilder stellen die größte und kleinste Autarkiegradveränderung dar und somit die Extremwerte der BS-/DSM-Simulation. Die vollständigen Grafiken für alle HH finden sich in Abbildung 70 Anhang Kapitel 7.

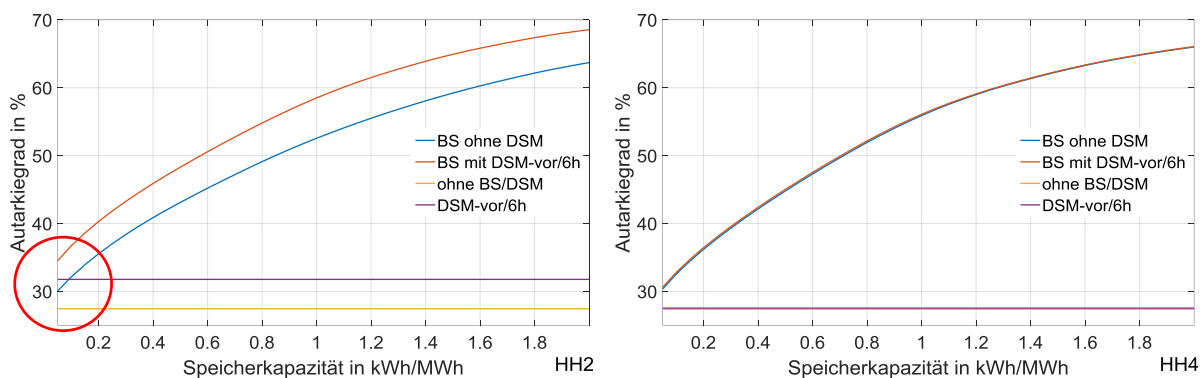


Abbildung 49: Autarkiegrad für Batteriespeichersimulation mit und ohne DSM. Links: Beispiel HH2, rechts: Beispiel HH4.

Abbildung 50 zeigt die Ergebnisse der Autarkiegraderhöhung ausgewertet an der Stelle 1 kWh/MWh zwischen den Simulationsvariante „BS ohne DSM“ sowie „BS mit DSM“ für alle Haushalte sowie den Unterschied zum Anfangswert ohne Beeinflussung.

- „ohne DSM“: steht für den Anfangsautarkiegrad des Haushaltes ohne Beeinflussung
- „DSM\_vor/6“: gibt den maximal erreichten Autarkiegrad der Simulation „DSM\_vor“ bei 6 Stunden DSM-Zeitfenster an
- „BS“ den maximalen Autarkiegrad durch Einsatz eines Batteriespeichers ohne DSM

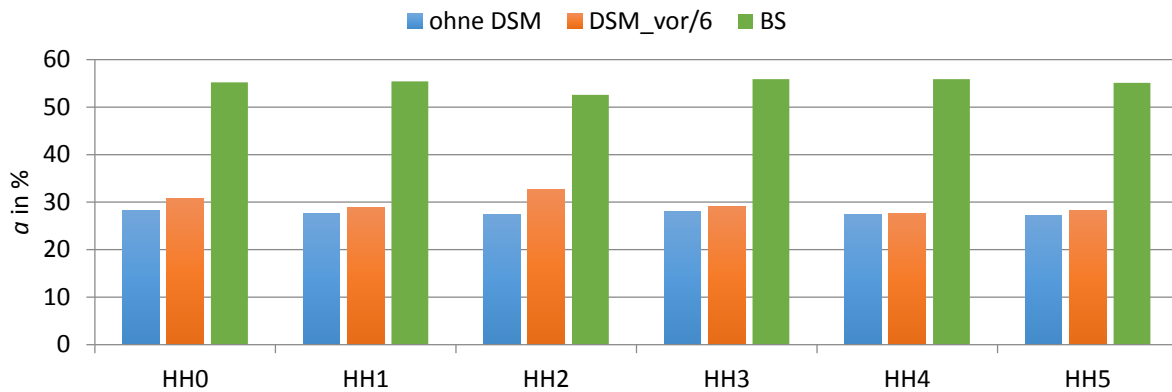


Abbildung 50: Autarkiegrad bei 1 kWh/MWh Batteriespeichersimulation.

Die Batterie hat deutliche Vorteile gegenüber dem DSM auf Grund der hohen Speicherkapazität. Für die DSM-Simulation steigt der Autarkiegrad im Mittel um 1,9 %, maximal um 5,2 %. Für die BS-Simulation steigt der Autarkiegrad im Mittel um 28,2 %, maximal um 28,5 %. Vorteilhaft ist, dass die Autarkiegraderhöhung mit größer werdender Speicherkapazität bestehen bleibt.

Ein Vergleich mit [Weni13] zeigt, dass die ermittelten Ergebnisse dieser Arbeit eine gute Übereinstimmung aufweisen. Durch den Einsatz eines Speichersystems mit 1 kWh/MWh spezifische Speicherkapazität lassen sich dort Autarkiegrade um 55 % mit einer spezifischen PV-Auslegung von 1 kWp/MWh erzielen. Im Unterschied dazu werden hier die 55 % Autarkiegrad im Zusammenspiel mit DSM erreicht. Dennoch lässt sich in der Tendenz Übereinstimmung feststellen.

### ↳ Zusammenfassung Autarkiegrad

- Zugewinne durch DSM bleiben bei steigender Batteriekapazität bestehen.
- Maximale Erhöhung durch DSM: 5,2 % entspricht  $\sim 0,1$  kWh/MWh.
- Maximale Erhöhung durch BS: 28,5 %.

## 7.1.2 Eigenverbrauchsanteil

Für den Eigenverbrauchsanteil ergeben sich ähnliche Verhältnisse. Es lassen sich aus diesen Abbildungen die gleichen Beobachtungen ableiten, die bezüglich Schnittpunkt des Hilfsgraphen und Vergleich zwischen „BS“ und „BS+DSM“, wie vorher für den Autarkiegrad beschrieben, ebenso gelten.

Im Sinne des Eigenverbrauchsanteiles gehen die Zugewinne der DSM-Maßnahmen sehr schnell bei Einsatz eines BS verloren. Abbildung 51 zeigt zwei typische Verläufe. Die Abbildung links zeigt am Beispiel von HH0, dass der Vorteil der kombinierten „BS mit DSM“-Simulation („BS mit DSM\_vor/6“, rot) im Vergleich nur zum BS-Simulation („BS ohne DSM, blau“) anfänglich bei kleinem Speicher etwa 2,5 % beträgt. Mit dem Verlauf der Simulation wird dieser Wert

ständig kleiner, bis ab etwa 1,2 kWh/MWh dieser Vorteil vollständig verschwindet. Es gibt keinen Schnittpunkt der Graphen „BS ohne DSM“ und „DSM\_vor/6“. Dies zeigt, dass der Einfluss des reinen DSM kleiner ist als der kleinste simulierte Speicher.

In der rechten Abbildung ist ein Haushalt mit geringem DSM-Potenzial (HH5) gezeigt. Es entstehen am Anfang mit kleinem Speicher etwa 1 % Vorteile durch „BS mit DSM“-Maßnahmen (rot). Diese verschwinden bei einer spezifischen Kapazität von 1,2 kWh/MWh allerdings ebenso. Die vollständigen Grafiken für alle Haushalte finden sich in Abbildung 71 Anhang Kapitel 7.

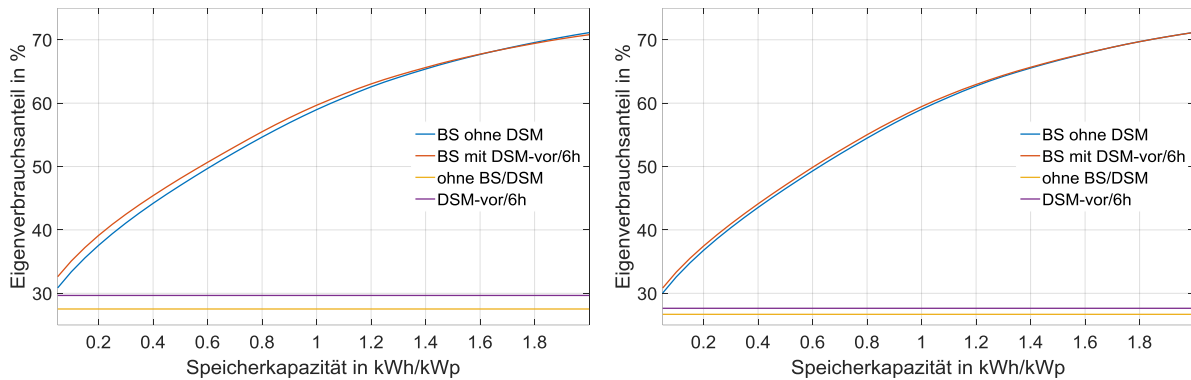


Abbildung 51: Eigenverbrauchsanteil für Batteriespeichersimulation mit und ohne DSM. Links: Beispiel HH0, rechts: Beispiel HH5.

Abbildung 52 zeigt die Eigenverbrauchsanteile der Haushalte nach den Simulationen bei einer Speichergröße von 1 kWh/MWh.

- „ohne DSM“ stellt den anfänglichen Eigenverbrauchsanteil ohne Beeinflussung dar.
- „DSM\_vor/6“ steht für den maximal erreichbaren Eigenverbrauchsanteil mit DSM.
- „BS“: steht für den maximal erreichbaren Eigenverbrauchsanteil mit Batteriespeicher.

Der mittlere Anstieg für den Eigenverbrauchsanteil durch DSM-Maßnahmen beträgt 1,7 %, der maximale Anstieg 4,8 %. Beim Einsatz des Batteriespeichers liegen die Werte im Mittel zwischen 31,8 % bis maximal 33,3 %.

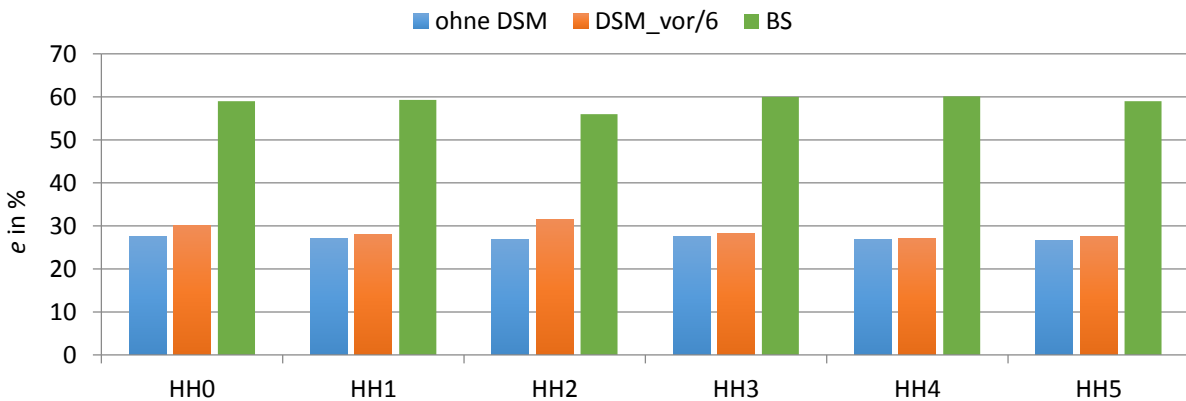


Abbildung 52: Eigenverbrauchsanteil nach den Simulationen.

Auch hier seien zum Vergleich die Ergebnisse von [Weni13] angeführt: mit einem Speichersystem von 1 kWh/MWh lassen sich Eigenverbrauchsanteile von 60 % realisieren bei einer spezifischen PV-Anlagengröße von 1kWh/MWh. Auch hier gilt die Einschränkung, dass die hier gezeigten Werte mit DSM realisiert werden, die Tendenz dennoch stimmt.

### ↳ Zusammenfassung Eigenverbrauchsanteil

- Zugewinne durch DSM nehmen mit steigender Batteriekapazität ab.
- Maximale Erhöhung durch DSM: 4,8 %.
- Maximale Erhöhung durch BS: 33,3 %.

### 7.1.3 Abregelungsverluste

Die Abregelungsverluste für die Batteriespeichersimulation gehen von einer Abregelungsgrenze von 50 % nach [Kfw16] mit dem von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) 2016 aufgelegten Programm für Batteriespeicher aus.

Abbildung 53 zeigt zwei typische Verläufe der Abregelungsverluste für die Haushalte HH0 (links) sowie HH4 (rechts). Dabei bedeutet die Bezeichnung der Graphen:

- „BS ohne DSM“: Batteriespeichersimulation ohne DSM.
- „BS + DSM“: Batteriespeichersimulation mit DSM.
- „DSM\_vor/6“: Die erreichbaren Abregelungsverluste für eine DSM Simulation in Zukunftsrichtung mit 6 Stunden DSM-Zeitfenster.
- „ohne DSM“: Die Abregelungsverluste ohne Beeinflussung.

HH0 auf der linken Seite der Abbildung stellt ein großes DSM-Potenzial dar, entsprechend deutlich ist der Unterschied zwischen „BS ohne DSM“ und „BS mit DSM“. Mit größer werdender Speicherkapazität verringert sich der Unterschied. Ab 2 kWh/MWh haben sich die Verläufe einander angepasst. HH4 auf der rechten Seite stellt das geringe DSM-Potenzial und somit auch die kleinere Veränderung der Abregelungsverluste dar.

Die Größe des DSM-Potenzials lässt sich am Verlauf der unbeeinflussten Abregelungsverluste (lila) im Vergleich mit dem Ergebnis der Simulation „DSM\_vor“/6 (gelb) erkennen. Ein großer Abstand dieser beiden Graphen bedeutet ein großes DSM-Potenzial.

Dort wo sich die Graphen „BS ohne DSM“ und „DSM\_vor“/6 schneiden, ist die Größe des Speicheräquivalentes der DSM-Maßnahme abzulesen. Für den im Bild links dargestellten HH0 ergibt sich ein Wert von 0,5 kWh/MWh. Die DSM-Maßnahmen haben also den gleichen Einfluss auf die Abregelungsverluste wie ein 0,5 kWh/MWh großer Batteriespeicher.

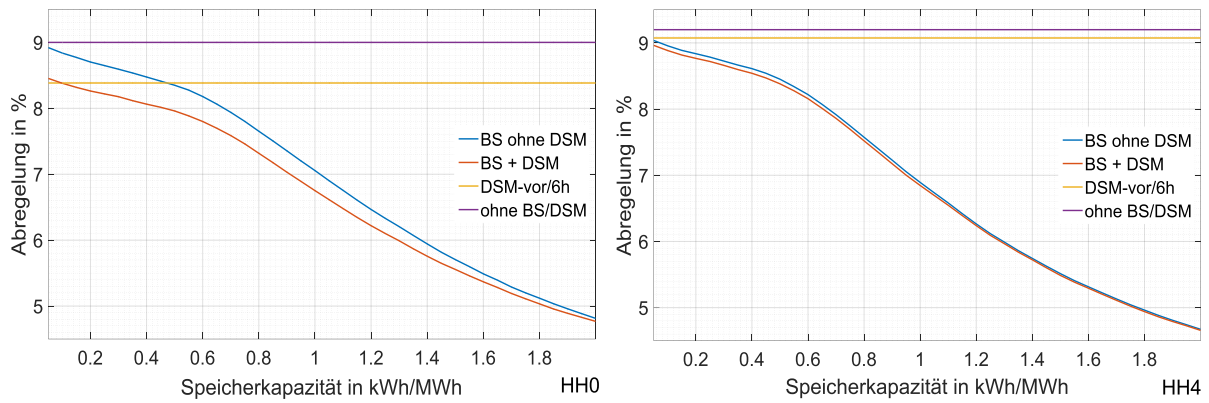


Abbildung 53: Abregelungsverluste für Batteriespeichersimulation mit und ohne DSM. Links: Beispiel HH0, rechts: Beispiel HH4.

In Abbildung 54 werden die Ergebnisse für die Abregelungsverluste für alle Haushalte dargestellt. Die Bezeichnungen entsprechen denen der oberen Abbildungen. Die Batteriespeichersimulationen werden bei 1 kWh/MWh ausgewertet. Dort ergeben sich die geringsten Abregelungsverluste für die Simulationsart „BS+DSM“. Der Einsatz von DSM verringert also zusätzlich die Abregelungsverluste. Im Schnitt lassen sich die Abregelungsverluste etwa um 3 % verbessern.

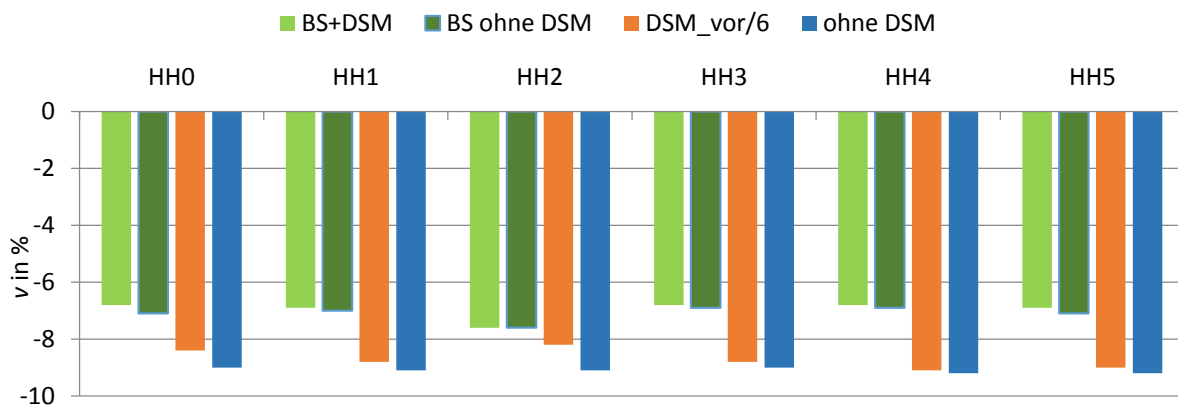


Abbildung 54: Vergleich der Abregelungsverluste BS+DSM, BS ohne DSM, DSM und ohne Beeinflussung.

Abbildung 71 in Anhang Kapitel 7 zeigt, wie stark der Einfluss der DSM-Maßnahmen im Vergleich zu BS auf die Abregelung ist. HH2, mit seinem relativ hohen DSM-Potenzial, erzeugt bei Simulation „DSM\_vor/6“ eine Verringerung der Abregelungsverluste, entsprechend der eines Batteriespeichers mit einer spezifischen Kapazität von 0,7 kWh/MWh. Diese Werte lassen sich an den Schnittpunkten der Graphen „BS ohne DSM“ (blau) und „DSM\_vor“/6h (gelb) ablesen. Bei den anderen Haushalten sind die virtuellen Kapazitäten nicht so groß, allerdings deutlich vorhanden. Mit Ausnahme von HH3 und HH4.

Im Sinne der Abregelungsverluste hat DSM den deutlichsten Vorteil gegenüber einem BS. Das heißt: DSM mit 6 Stunden Zeitfenster hat, bei entsprechendem DSM-Potenzial des Haushalts, den gleichen Einfluss wie ein 0,7 kWh Speicher. Wie die Abbildungen in Anhang Kapitel 7 zeigen, verschwindet die zusätzliche Verringerung der Abregelungsverluste durch DSM bei Einsatz eines

Speichers der spezifischen Größe von 2 kWh/MWh. Im Sinne der Abregelungsverluste lässt sich ein deutlicher Vorteil durch DSM zusätzlich zum BS erkennen. Ab 1,5 kWh/MWh spezifischer Speichergröße marginalisierten sich diese Vorteile jedoch.

### ↳ Zusammenfassung Abregelungsverluste

- Zugewinne nehmen mit steigender Batteriekapazität ab.
- Maximale Verringerung durch DSM: 3 % entspricht 0,7 kWh/MWh Speicherkapazität.
- Maximale Verringerung durch BS: 4 %.

## 7.2 Virtuelle Speicherkapazität

Die Speicherkapazität, die der Einsparung durch die DSM-Maßnahme entspricht, wird als virtuelle Speicherkapazität bezeichnet. Diese Einsparung kann auf verschiedene Größen bezogen werden. Die Einsparung bezogen auf die Netzbezugsenergie bietet sich an, um Aussagen zum Zusammenhang Batteriekapazität und Autarkiegrad zu treffen. Die Einsparungen bezogen auf die Netzeinspeiseenergie bieten sich an um den Eigenverbrauchsanteil einzubeziehen. Im folgenden Beispiel wird anhand der Netzbezugsenergie erläutert wie sich die virtuelle Speicherkapazität bestimmen lässt. Die Netzbezugsenergie, die sich durch die DSM-Maßnahmen in der Simulation „DSM\_vor“ an den festgelegten DSM-Zeitfenstern 6h und 12h ergibt, wird verglichen mit der Netzbezugsenergie, welche sich durch den Einsatz des Batteriespeichers ergibt. Dies ist in Abbildung 55 graphisch dargestellt. Beispielhaft wird dieser Vorgang an den Daten von HH2 bei 6h und 12h DSM-Zeitfenster (hellgrüne Markierung oben) sowie Südausrichtung gezeigt.

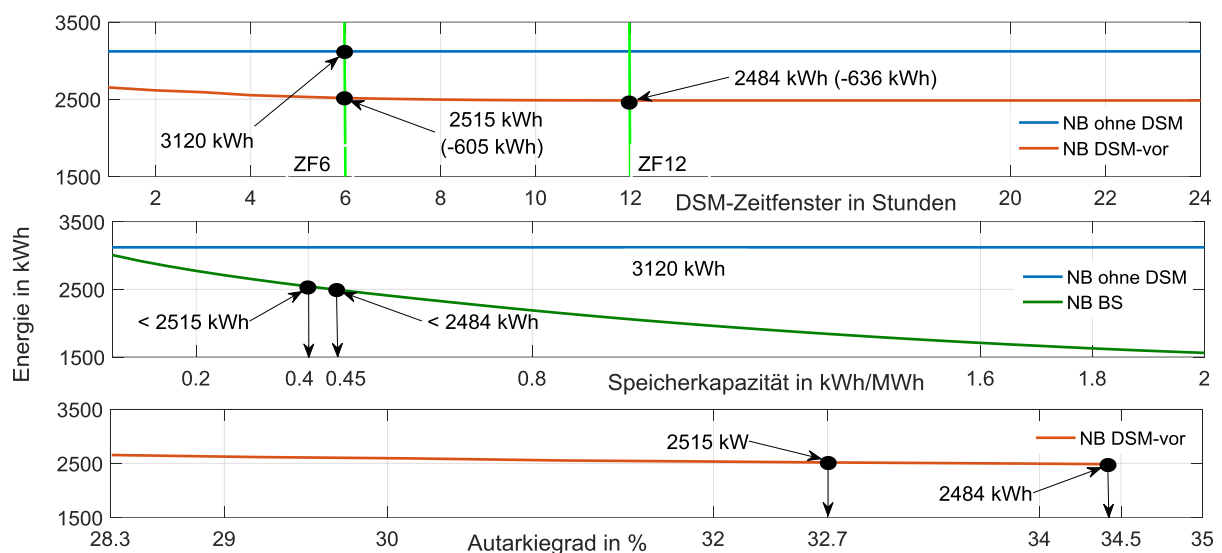


Abbildung 55: Bestimmung der Größe des virtuellen Speichers anhand des Netzbezuges.

Die Differenz des Netzbezuges (NB) mit DSM-Maßnahmen zum Netzbezug ohne DSM-Maßnahme (beide Bild oben) beträgt 605 kWh für ZF6 bzw. 636 kWh für ZF12 (siehe Markierung

an den Schnittpunkten). Um diesen Anteil verringert sich der Netzbezug durch die DSM-Maßnahmen zum angegebenen Zeitfenster. Diese Werte werden verglichen mit der mittleren Abbildung. In dieser sind dargestellt der „NB ohne DSM“ (blau) sowie der Netzbezug der aus dem Einsatz des Speichers („NB BS“, grün) resultiert. Nun werden die verringerten Netzbezüge die sich an der Stelle ZF6 und ZF12 ergeben im Ergebnis des „NB BS“ ausfindig gemacht. Bei einer Speicherkapazität von 0,4 kWh/MWh (Abbildung 55 Mitte) wird der durch die DSM-Maßnahme erreichte verringerte Netzbezug von 2515 kWh durch den Batteriespeichereinsatz unterschritten. Bei 0,45 kWh/MWh wird der Wert von ZF12 unterschritten.

In einem letzten Schritt kann die Batteriekapazität auf den resultierenden Autarkiegrad bezogen werden. Dazu wird wieder der Netzbezug herangezogen (Bild unten). An der Stelle „NB DSM\_vor“ bei 2515 kWh im unteren Bild beträgt der Autarkiegrad 32,7 %. Dieser Netzbezug entspricht einer Speicherkapazität von 0,4 kWh/MWh. An der Stelle „NB DSM\_vor“ bei 2484 kWh beträgt der Autarkiegrad 34,5 %. Aus diesen Werten lässt sich ableiten welcher Autarkiegrad welcher Speicherkapazität entspricht. Um den anfänglichen Autarkiegrad von 28,3 % auf 32,7 % zu erhöhen sind 0,4 kWh/MWh Batteriekapazität nötig. Für die Erhöhung von 32,7 % auf 34,5 % sind weitere 0,05 kWh/MWh Speicherkapazität notwendig.

Die in Abbildung 56 dargestellten Ergebnisse werden, wie oben grafisch gezeigt, aus den Simulationsergebnissen abgeleitet. Anhand der virtuellen Speicherkapazität lassen sich genaue Schlussfolgerungen zum DSM-Potenzial ziehen. Zur besseren Vergleichbarkeit wird die spezifische Speichergröße auch als tatsächliche Speichergröße in kWh angegeben.

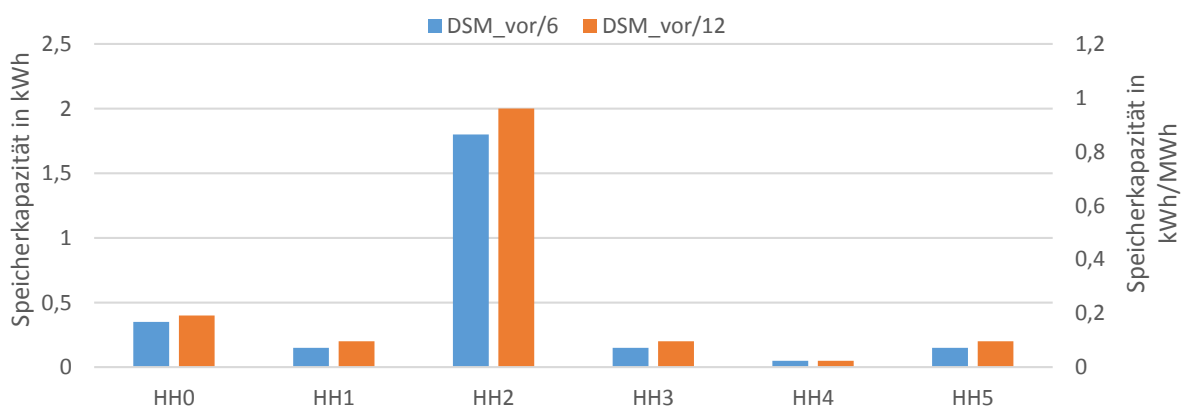


Abbildung 56: Virtuelle Speicherkapazität bezogen auf den Netzbezug. Angabe in kWh und kWh/MWh, HH0 bis HH5.

Erwartungsgemäß sind die Ergebnisse für Haushalt 2 am deutlichsten. Bei einem Haushalt mit dieser Ausstattung entspricht die Einsparung bei Zeitfenster 6 Stunden durch die DSM-Maßnahmen einer Speicherkapazität von 0,4 kWh/MWh beziehungsweise 1,6 kWh tatsächlicher Größe für HH2. Für den Wert des DSM-Zeitfensters 12h ergeben sich 0,45 kWh/MWh beziehungsweise 1,8 kWh für HH2.



## 8 DSM-Potenzial

In diesem Kapitel werden die Potenziale von DSM beschrieben. In einem ersten Schritt betrifft das die konkreten Einsparpotenziale der untersuchten Häuser. Danach erfolgt anhand dieser Daten eine Abschätzung zum deutschlandweiten DSM-Potenzial der untersuchten Gerätegruppe. Dazu werden drei Szenarien kreiert und untersucht. Am Ende des Kapitels findet ein Vergleich mit den Ergebnissen der eingangs erwähnten Studien statt.

### 8.1 Einsparpotenzial

Die Einsparpotenziale werden in kWh und in Euro angegeben. Die Untersuchungen zeigen, dass die verschobene Energie bis auf einen geringen Unterschied gleichzusetzen ist mit dem vermiedenen Netzbezug. Insofern können die Verringerungen der Netzbezugsenergie in vermiedene Erzeugungsleistung in MW als auch in Kosten in Euro umgerechnet werden. Annahme für die Kostenberechnung ist ein Strombezugspreis für Haushalte von 0,29 € pro kWh [Bdew15].

Die Ergebnisse werden als Minimal- und Maximalwerte in Tabelle 17 Anhang Kapitel 8 für die DSM-Zeitfenster (ZF) 6 und 12 Stunden angegeben und leiten sich von den Simulationsergebnissen ab wie in Abbildung 57 dargestellt. Diese zeigen den Verlauf der DSM-Simulationsergebnisse über dem DSM-Zeitfenster. Durch Markierungen hervorgehoben sind die Zeitfenster ZF6 und ZF12. Die Schnittpunkte der Graphen mit der Markierung sind die zu ermittelnden Größen. Diese werden in einer zusammenfassenden Grafik am Ende des Kapitels für alle untersuchten Simulationsmöglichkeiten dargestellt.

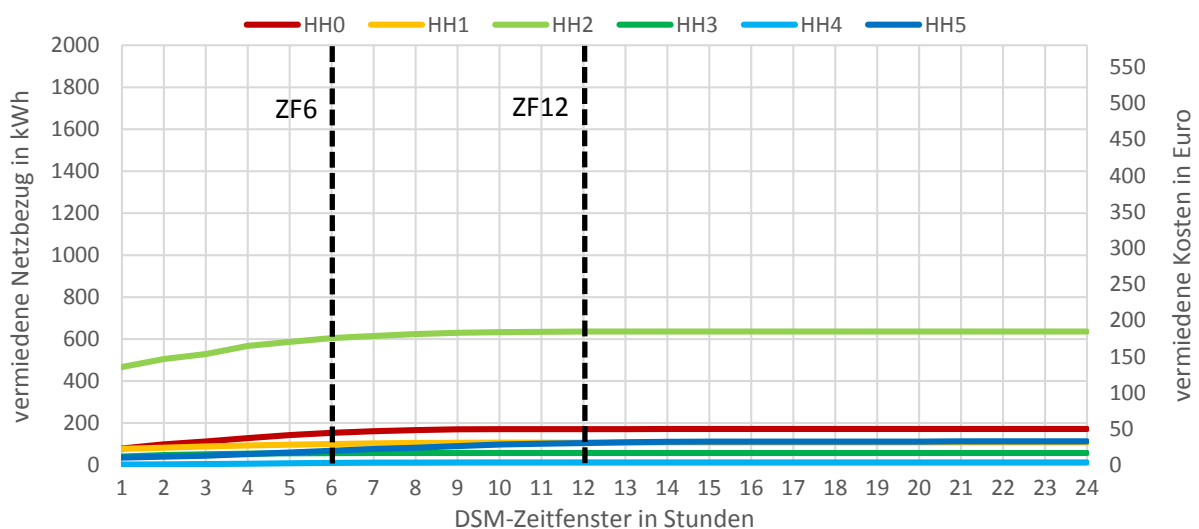


Abbildung 57: vermiedener Netzbezug und vermiedene Kosten durch DSM-Maßnahmen.

Auf der linken Ordinate von Abbildung 57 ist die eingesparte Energie pro Jahr aufgetragen, auf der rechten Ordinate die eingesparten Kosten pro Jahr. Aus der Grafik geht hervor, dass der Unterschied zwischen der ZF6 und ZF12 relativ klein ausfällt. Um bei der Potenzialbestimmung eine Überschätzung zu vermeiden, wird mit den Ergebnissen der Simulation ZF6 gerechnet. Es

ergeben sich maximale Einsparungen von ca. 600 kWh ( $\sim 150$  €), beziehungsweise minimale Einsparungen von etwa 11 kWh ( $\sim 4$  €).

Abbildung 58 zeigt den Verlauf der Einsparungen über der Veränderung der spezifischen Batteriekapazität ohne DSM. Auch hier werden die Energieeinsparungen und die vermiedenen Kosten auf unterschiedlichen Ordinaten dargestellt. Zur weiteren Bewertung sind die spezifischen Speichergrößen  $c_{\text{Bat}}$  mit 0,5 kWh/MWh sowie 1 kWh/MWh markiert. Nach [Weni13] ist das Optimum der spezifischen Speichergröße stark abhängig von den Batteriespeicherkosten. Die in Abbildung 58 markierten Werte stellen spezifische Speichergrößen 0,5 kWh/MWh und 1 kWh/MWh dar, die im Bereich der kostenoptimalen Speichergrößen liegen. Die unteren und oberen Werte der Einsparungen an den Schnittpunkten der Markierung sind ebenfalls in Tabelle 17 in der Zeile „BS+DSM“ festgehalten. Die ermittelten Einsparungen liegen bei 600 kWh ( $\sim 175$  €) für  $c_{\text{Bat}} = 0,5$  beziehungsweise bei 1000 kWh ( $\sim 300$  €) für  $c_{\text{Bat}} = 1$ .

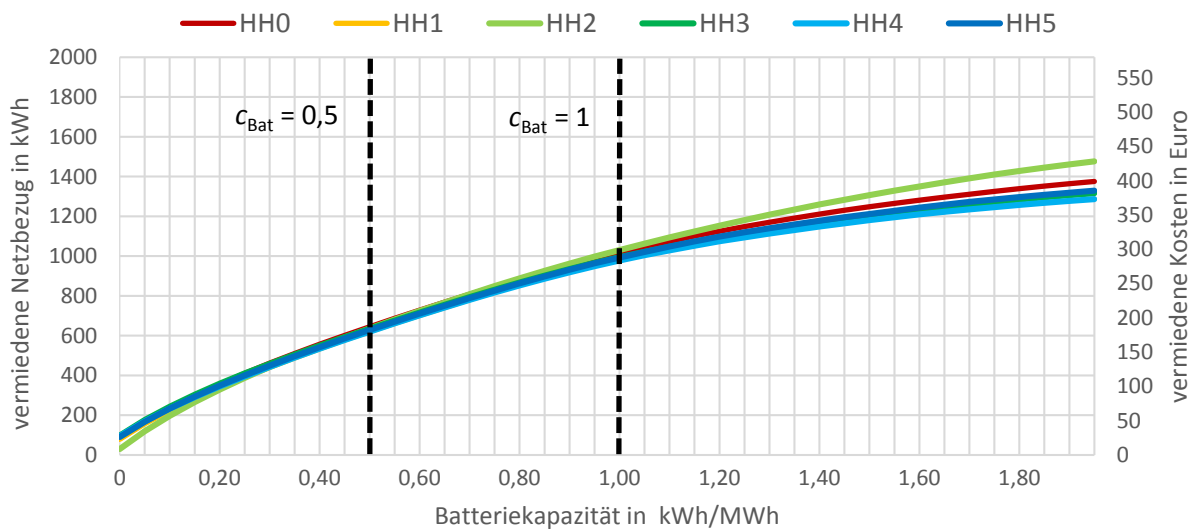


Abbildung 58: Einsparungen aller Häuser bei wachsender Batteriekapazität ohne DSM.

Abbildung 59 zeigt den Verlauf der Einsparungen über der Batteriekapazität mit DSM und Batteriespeicher. Die Simulationsdaten für die Batteriespeichersimulation mit DSM stammen aus der Simulation „DSM\_vor/6“. Das heißt, die Geräte des Haushaltes wurden mit einem maximalen Zeitfenster von 6 Stunden nach vorn verschoben. Dieses Ergebnis dient als Input für die Batteriesimulation. Hier ist deutlich der Einfluss der DSM-Maßnahmen zu erkennen. HH2 mit dem großen DSM-Potenzial verbucht deutlich größere Einsparungen. Die weiteren HH bewegen sich nur leicht über dem Niveau der BS-Simulation ohne DSM. Auch diese Werte werden in Tabelle 17 Anhang Kapitel 8 aufgelistet. Werden Abbildung 58 und Abbildung 59 verglichen, kann deutlich erkannt werden, wie groß das zusätzliche jährliche Einsparpotenzial in Form von vermiedenem Netzbezug ist, wenn ein Batteriespeicher mit DSM gekoppelt wird.

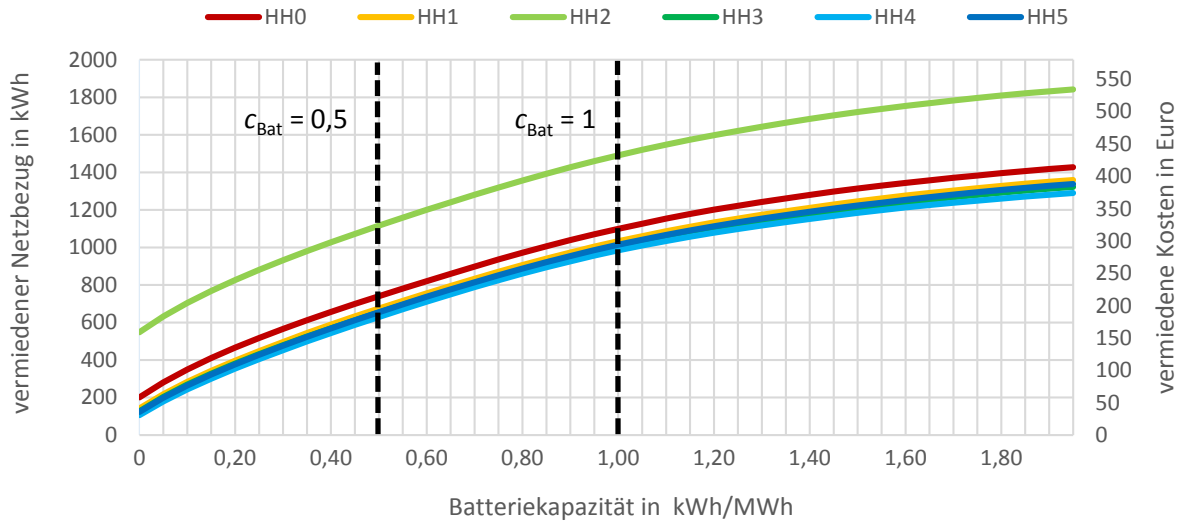


Abbildung 59: Einsparungen aller Häuser bei wachsender Batteriekapazität mit „DSM\_vor“/6h.

Die Ergebnisse zu den Einsparpotenzialen der untersuchten Simulationsvarianten werden in Abbildung 60 zusammengefasst. Diese Darstellung zeigt die Verteilung der Ergebnisse. Die Abszissenbezeichnungen stehen für:

- DSM\_vor/6: die DSM-Simulation mit 6 Stunden Zeitfenster
- DSM\_vor/12: DSM-Simulation mit 12 Stunden Zeitfenster
- BS\_0.5: Batteriespeichersimulation mit einer Kapazität von 0,5 kWh/MWh
- BS\_1: Batteriespeichersimulation mit einer Kapazität von 1 kWh/MWh
- BS+DSM\_0.5: Batteriespeichersimulation auf Grundlage der Werte von „DSM\_vor/6“ bei 0,5 kWh/MWh
- BS+DSM\_1: Batteriespeichersimulation auf Grundlage der Werte von „DSM\_vor/6“ bei 1 kWh/MWh

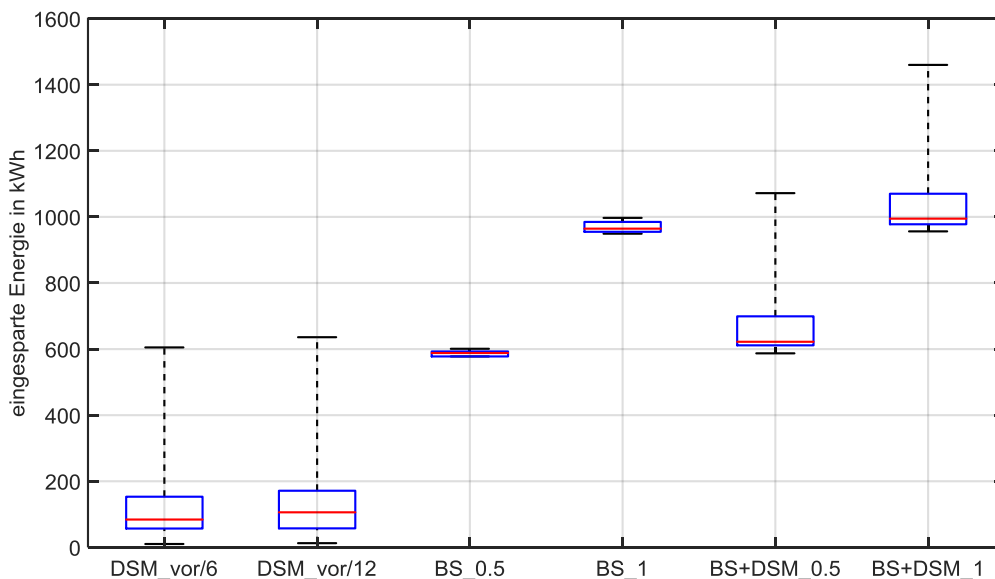


Abbildung 60: Verteilung der Einsparpotenziale in kWh.

Auf der Ordinate sind aus der jeweiligen Simulation die Ergebnisse der einzelnen Häuser aufgetragen. Das obere und untere Ende bezeichnet die „Ausreißer“. In diesem Fall werden die weitgestreuten Ergebnisse der DSM-Simulationen sichtbar. Der obere „Ausreißer“ der beiden DSM-Simulationen steht für die Ergebnisse von HH2, der untere für die Ergebnisse von HH4. Die rote Markierung stellt den Meridian der Werte dar. Für die weitere Auswertung wird dennoch mit den Extremwerten und nicht mit dem Meridian gerechnet, da, wie in den vorherigen Ausführungen schon dargelegt, der HH2 derjenige ist, dessen Werte am besten mit dem Referenzwert korrespondieren. Die Batteriespeichersimulationen zeichnen sich durch ein sehr kleines Ergebnisfeld aus. Das macht deutlich, dass für einen Batteriespeicher die individuellen Eigenschaften der Haushaltsgerätenutzung ziemlich unerheblich sind. Die Abweichungen um den Meridian sind sehr gering. Hier sind die wichtigsten Veränderungskriterien die Größe der PV-Anlage sowie die Speicherkapazität. Die Darstellung der Ergebnisse für Batteriespeicher mit DSM („BS+DSM\_0.5“ sowie „BS+DSM\_1“) kombiniert die beschriebenen Eigenschaften.

## 8.2 Potenzialhochrechnung

In den folgenden Untersuchungen wird eine Potenzialbestimmung anhand der in den Simulationen errechneten Werte für Deutschland durchgeführt. Das daraus folgende Ergebnis ist das **technische Potenzial** nach der Definition aus Kapitel 2.3.

Mittels Hochrechnung und der Auswahl geeigneter Szenarien soll ein Gesamt-DSM-Potenzial abgeschätzt werden. Zur Abschätzung eines realistischen Potenzials werden drei Szenarien untersucht. Szenario HH geht von allen deutschen Haushalten (HH) aus. Szenario EFH von allen Haushalten in Einfamilienhäusern (EFH), Szenario PV von allen HH mit eigener PV-Erzeugung. Im Folgenden werden diese drei Szenarien beschrieben und die Resultate aufgezeigt. Jedes Szenario unterteilt sich wiederum in drei Teilszenarien. Dies betrifft jeweils den Anteil der einbezogenen Gebäude:

- Szenario HH: 20, 50 und 100 prozentige Ausstattung aller deutschen Haushalte
- Szenario EFH: 20, 50 und 100 prozentige Ausstattung aller Einfamilienhäuser (EFH)
- Szenario PV: 20, 50 und 100 prozentige Ausstattung aller Haushalte mit eigener PV-Erzeugung

Die Eingangsdaten für die Szenarien sind zur besseren Übersicht nochmals in Tabelle 10 zusammengefasst. Diese Werte ergeben sich aus der in Kapitel 8.1 beschriebenen Untersuchung des Einsparpotenzials der Haushalte. Die eingesparte Energie  $E_E$  ist zum besseren Verständnis jeweils noch in eingesparte Kosten  $K_E$  in € umgerechnet. Um eine plausible Abschätzung durchführen zu können und Überschätzung zu vermeiden, wird mit den Daten des DSM-Zeitfensters für 6 Stunden (ZF6) gerechnet. Für die Auswahl der Werte des Speichers wurde die spezifische Kapazität auf 1 festgelegt.

Tabelle 10: Einsparpotenziale der untersuchten Haushalte.

	<b>Einsparungen</b>		
	Bezug	$E_E$ in kWh	$K_E$ in €
<b>DSM</b>	ZF6	10 - 605	2,9 - 175
<b>Speicher</b>	$C_{Bat} = 1$	949 - 997	275 - 289
<b>Speicher + DSM</b>	$C_{Bat} = 1$	956 - 1460	277 - 423

### 8.2.1 Szenario HH

Szenario HH geht von der gesamten Anzahl deutscher Haushalte aus. Die Annahme lautet: 20 %, 50 % bzw. 100 % aller deutschen HH haben DSM-fähige Geräte. Die Gesamtanzahl deutscher Haushalte beträgt nach [Dest14] 40,2 Mio. HH. Ausgestattet sind demnach ca. 8, 20 beziehungsweise 40 Millionen Haushalte.

Die Werte aus Tabelle 10 dienen als Grundlage für die Berechnungen. Sie werden nach (8-1) in GWh umgerechnet und mit der jeweiligen Anzahl an Haushalten multipliziert. Es ergibt sich so das minimale und maximale Gesamtverschiebepotenzial in GWh, einmal für die DSM-Maßnahmen und einmal für die DSM-Maßnahmen plus Speicher. Diese Werte werden nach (8-2) in MW umgerechnet. Die Umrechnungen in GWh und MW ergeben sich zu:

$$\text{kWh} = \text{GWh} * 10^{-6} \quad (8-1)$$

$$\text{MW} = \frac{\text{GWh}}{8760 \text{ h} * 10^3} \quad (8-2)$$

Die in Abbildung 61 dargestellten Werte stellen das **technische** Potenzial der angegebenen deutschen Haushalte im Szenario HH dar. Sind 100 % aller deutschen Haushalte beteiligt, ergibt sich das technische Gesamtpotenzial, in der Abbildung rechts durch den roten Pfeil markiert. Die Spanne von minimal zu maximal ergibt sich durch die Eingangsdaten aus Tabelle 10. Das technische Potenzial für Szenario HH ist, bezogen auf die verschiebbare Energie (links) und die der Energie entsprechende Erzeugungsleistung<sup>12</sup> (rechts), für DSM und Speichereinsatz dargestellt.

<sup>12</sup> Die Angabe der Erzeugungsleistung in MW, die benötigt wird, um die in den Direktverbrauch verschobene Energie zu erzeugen (Annahme: 8760 Volllaststunden), dient der Verständlichkeit. Unter der Annahme einer Erzeugungsleistung von 500 MW eines Kraftwerkes ergibt sich schnell ein Bild von der Größenordnung der verschobenen Energie.

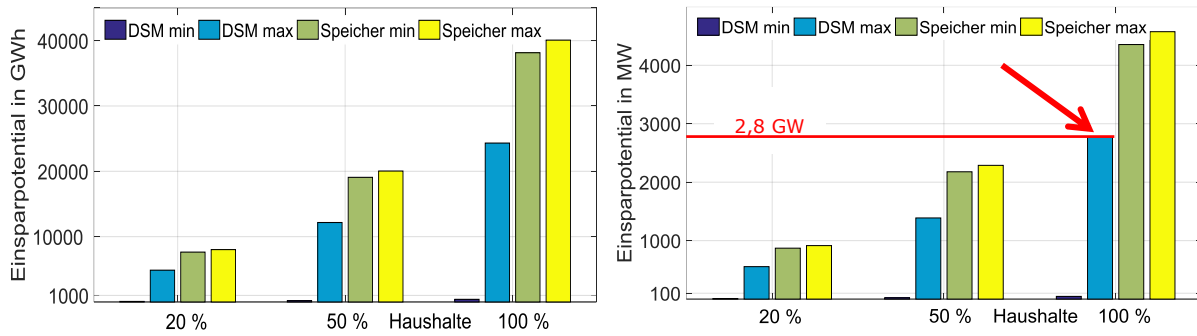


Abbildung 61: Zusammenfassung der Ergebnisse technisches Verschiebepotenzial Szenario HH für Energie in GWh (links) und für die eingesparte Netzbezugsenergie in MW (rechts).

Es fällt auf, dass die Geräteausstattung des HH sowie das Nutzungsprofil der Geräte bei DSM-Nutzung einen starken Einfluss aufweist. Der Unterschied zwischen minimalem (DSM min) und maximalem (DSM max) DSM-Ergebnis ist sehr groß. Der nachaktive Haushalt mit 3 DSM-Geräten hat ein sehr hohes Verschiebepotenzial, wohingegen der tagaktive HH mit nur einem Gerät ein sehr niedriges Potenzial aufweist.

Die Gewichtung des Ausstattungsgrades ist durch die Verteilung und Durchdringung der Geräte in den untersuchten Haushalten annähernd gut wiedergegeben. Der Vergleich in Abbildung 62 macht das deutlich. Es gibt eine leichte Unterbewertung des Ausstattungsgrades der Trockner. Dies führt eher zu einer Unter- als Überschätzung des Gesamtpotenzials und ist aus diesem Grund für eine erste grobe Abschätzung tolerierbar.

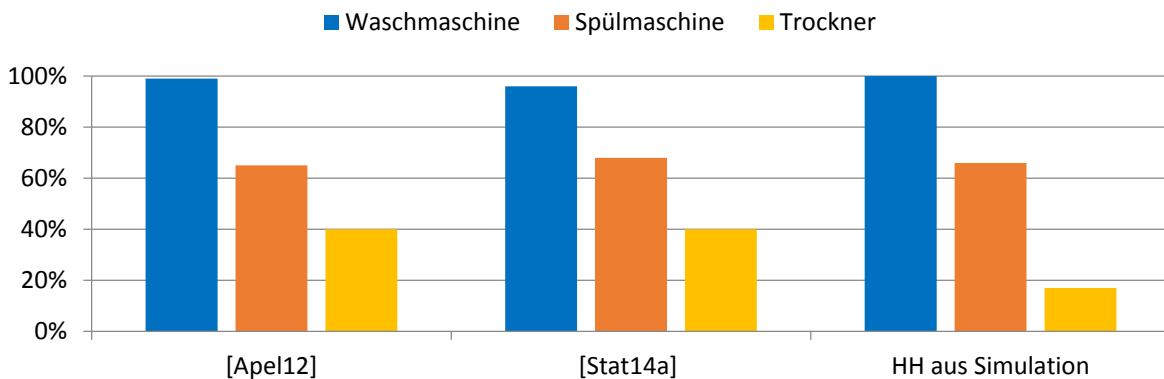


Abbildung 62: Durchdringungsgrad der untersuchten Haushaltsgeräte nach verschiedenen Quellen.

### 8.2.2 Szenario EFH

Das Szenario EFH basiert auf der Anzahl der Einfamilienhäuser (EFH). Nach [Stat16] liegt der Anteil an EFH bezogen auf alle Haushalte bei 30 % im Jahr 2013. Ausgehend davon wird für Szenario EFH mit 12,1 Millionen Haushalten gerechnet. Davon sind 20 %, 50 %, 100 % mit DSM-fähigen Geräten ausgestattet. Bei der Berechnung des Szenarios ergeben sich folgende Werte für das **technische** Potenzial in GWh. Diese werden zusammengefasst in Abbildung 63. Diese zeigt links das technische Verschiebepotenzial der Gerätegruppe in diesem Szenario. Auf

der rechten Seite ist die Leistung dargestellt, die durch das Verschieben der Geräte in den Direktverbrauch nicht mehr erzeugt und transportiert werden muss. Sie entspricht also der nicht mehr notwendigen Erzeugerleistung. Die Einteilung der Ordinatenachse entspricht Abbildung 61. So wird die Verringerung des Potenzials durch die Verringerung der zur Verfügung stehenden Haushalte deutlich. Die gesamte Ergebnistabelle befindet sich in Tabelle 17.

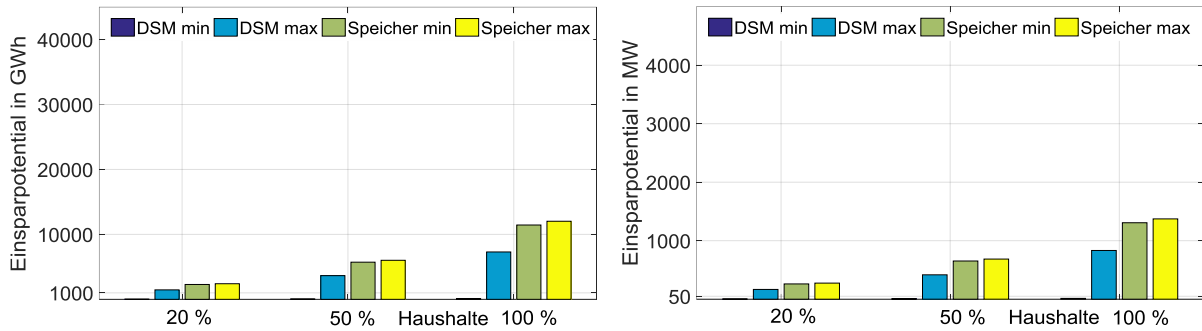


Abbildung 63: Zusammenfassung der Ergebnisse Szenario EFH in GWh (links) sowie in MW (rechts).

### 8.2.3 Szenario PV

Dieses Szenario geht davon aus, dass die Haushalte, welche selbst PV-Strom produzieren, am geeignetsten sind, Haushaltsgeräte an DSM-Maßnahmen teilnehmen zu lassen. Dies wird unter anderem damit begründet, dass diese Haushalte einen direkten Nutzen aus der Verschiebung von Geräten ziehen. Jede nicht bezogene, somit nicht bezahlte kWh, ist direkt spürbar. Ein weiterer Grund für die gute Eignung dieser Haushaltsform ist die Tatsache, dass erst die Erzeugung von PV-Strom Eigenverbrauchs- und Autarkiegraderhöhung ermöglicht.

Der Anteil der Haushalte mit PV-Erzeugung liegt nach [Ener13] bei 2,3 % der deutschen Haushalte. Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass es sich hierbei um Einfamilienhäuser handelt. Dabei werden alle PV-Anlagen auf privaten Dächern mit maximal 10 kWp gezählt. Die Anzahl relevanter Haushalte beträgt demnach für 20 % 184.920, für 50 % ergeben sich 462.300 und bei 100 % 924.600. Unter der Annahme, dass 20 %, 50 % bzw. 100 % der Häuser mit DSM-fähigen Geräten ausgestattet sind, ergeben sich folgende, erwartungsgemäß sehr geringe Ergebnisse für das technische Verschiebepotenzial:

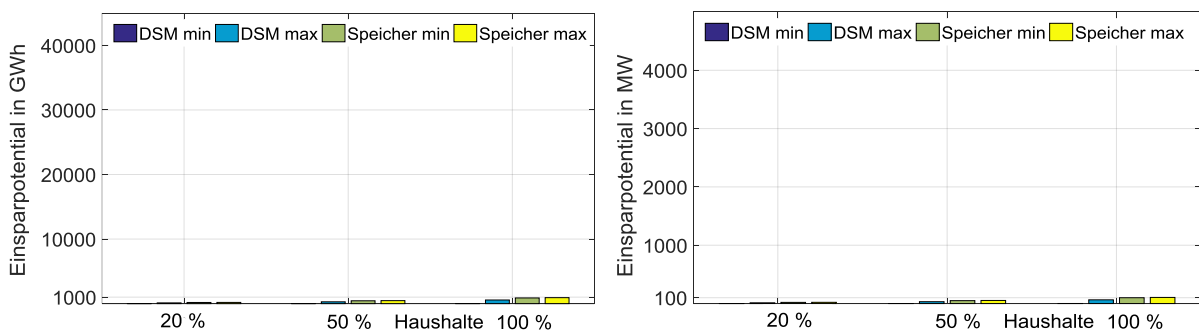


Abbildung 64: Zusammenfassung der Ergebnisse Szenario PV in GWh (links) und MW (rechts).

Durch den Auftrag der Daten auf die gleiche Ordinatenteilung entsprechend den vorherigen Szenarien wird der Unterschied in den ermittelten Potenzialen deutlich. Trotzdem scheint dieses Szenario vorerst das realistischere da es quasi noch kein DSM im Haushalt gibt. Dieses Szenario kann als erstes Zielszenario angesehen werden.

Wenn sich 20 % aller PV-Strom erzeugenden Haushalte am DSM beteiligen ergibt sich ein Verschiebepotenzial von knapp 2 GWh. Das entspricht einer Erzeugungsleistung von 0,2 MW bei 8760 Volllaststunden (VLS). Unter Annahme einer realistischen VLS-Zahl für z.B.: ein Steinkohlekraftwerk mit 3500 VLS ergibt sich eine abschaltbare Leistung von etwa 0,6 MW. Das zeigt schon das Hauptproblem von DSM. DSM kann, wie die Zahlen der anderen Szenarien zeigen, einen Beitrag zur Verringerung der fossilen Energieerzeugung sowie zur Netzdienlichkeit leisten. Jedoch erst, wenn die Anzahl der Teilnehmer sehr groß ist. Zur verständlichen Darstellung der in der Grafik nicht ablesbaren Werte sind diese noch einmal in Tabelle 11 angegeben.

Tabelle 11: Ergebnisse Szenario PV in GWh technisches Potenzial.

Haushalte	20 %		50 %		100 %	
	GWh min	GWh max	GWh min	GWh max	GWh min	GWh max
<b>DSM</b>	1,8	112	4,6	280	9,2	559
Haushalte	20 %		50 %		100 %	
	MW min	MW max	MW min	MW max	MW min	MW max
<b>DSM</b>	0,2	13	0,5	32	1	64

### 8.3 Vergleich der Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus den in Kapitel 2.3 vorgestellten Studien mit den in dieser Arbeit entstandenen Ergebnissen verglichen. Als technisches Potenzial wurden 2,8 GW für Deutschland mit der untersuchten Gerätegruppe ermittelt. Die entsprechende Tabelle mit der Studienübersicht ist zur besseren Nachvollziehbarkeit an dieser Stelle noch einmal aufgeführt.



Tabelle 12: Zusammenfassung relevanter Studien nach [Apel12] und eigene.

Studie	Jahr	Potenzial im Haushalt	Quelle
Klobasa	2007	1,8 GW technisches Potenzial für Wasch- und Spülmaschine sowie Trockner	[Mari07]
Dena II	2010	15 GW theoretisches Potenzial für Wasch- und Spülmaschine sowie Trockner	[Dena10]
Ffe	2010	160 MW pos. und 730 MW neg. Regelenergie für verschiedene Haushaltsgeräte	[RoGH10]
VDE	2012	12 GW technisches Potenzial, hauptsächlich thermische Verbraucher	[Apel12]
	2010	2,6 GW im Haushalt technisches Potenzial	
Gawlik	2013	+ ca.75 % Autarkiegrad und Eigenverbrauch	[Gawl14]
Groiss	2008	3 GW	[Groi08]

Es zeigt sich, dass die in [Groi08], [Mari07] und [Apel12] ermittelten Potenziale der untersuchten Gerätegruppen eine sehr gute Übereinstimmung mit dem technischen Potenzial des Szenarios HH aufweisen. Die **Tendenz** der Lastverschiebepotenziale für die untersuchte Gerätegruppe konnte somit bestätigt werden.

## 8.4 Zusammenfassung

Da eine bisherige Durchdringung von DSM-fähigen Haushaltsgeräten noch nicht festzustellen ist, scheint das Szenario PV, da es dem Ist-Zustand am nächsten kommt, das realistischste Szenario darzustellen.

Es konnte gezeigt werden, dass die durch das Szenario HH erzeugten Werte sehr gute Übereinstimmung aufweisen mit den Werten verschiedener Studien zum Thema DSM-Potenzial im Haushaltsbereich in Deutschland.

Das ermittelte technische Gesamtpotenzial (Szenario HH bei 100 % Haushalten) der Gerätegruppe liegt bei 2,8 GW (Abbildung 61, Markierung).

## 9 Umsetzung/Integration

Die bisher besprochenen Ergebnisse stützen sich auf eine DSM-Anwendung mit idealer Prognose. Um ein solches System in eine reale Anwendung zu bringen, müssen die idealen Prognosen durch reale Prognosen ersetzt werden. Dies geht mit Ungenauigkeiten und Unsicherheiten einher. In diesem Kapitel wird auf die Fragen eingegangen, welche Änderungen am vorgestellten System vorgenommen werden müssen, um eine reale Umsetzung durchzuführen.

### 9.1 Meteorologische Prognose

Ein reales DSM-System benötigt die Voraussagen eines hinreichend genauen Prognosetools. Dabei erscheint eine zeitliche Auflösung von 15 Minuten für die Prognose ausreichend. Das Prognosetool könnte

- extern arbeiten und das DSM-Tool mit einer fertigen Prognose beliefern
- intern arbeiten und sich zugängliche Wetterdaten von entsprechenden Servern laden

Zudem böte es sich an, eine Kurzzeitprognose mit einem Horizont von 2-3 h und eine Langzeitprognose mit einem Horizont von 24 h zu verknüpfen. Das hat den Vorteil, dass anhand der Langzeitprognose Einsatzfenster definiert werden können, in welcher der Nutzer die Geräte platzieren kann. Bei kurzfristigen Wetteränderungen kann das DSM-System die zur Aktivierung bereitstehenden Geräte, angepasst an die Wetteränderung, im vom Nutzer festgelegten Zeitfenster verschieben.

### 9.2 Lastprognose

Der Einsatz der Geräte wird vom Nutzer bestimmt. In einer DSM-Applikation kann er beispielsweise Aktivitätsfenster mit Geräten belegen. Zur Bestimmung der Laufzeiten der Geräte und der damit verbundenen Leistungsaufnahme können verschiedene Szenarien zur Anwendung kommen.

- Die DSM-Applikation zeichnet den Verbrauch der Geräte mit Angabe des Wasch- oder Spülganges auf und „lernt“ auf diese Weise die Daten der verschiedenen Arbeitsgänge kennen. Der Nutzer gibt die Art des Arbeitsganges an, und das DSM-System findet den idealen Platz mit Hilfe der meteorologischen Prognose.
- Die DSM-Applikation zeichnet den Verbrauch der Geräte auf und bildet aus dem Mittelwert einer festzulegenden Anzahl an Arbeitsgängen ein Arbeitsprofil. Der Nutzer macht keine Angaben zur Art des Arbeitsganges.
- Vorstellbar wäre auch ein Mittelwert über alle stattgefundenen Arbeitsgänge. Der Arbeitsmittelwert würde sich immer verändern. Danach wird dieser mittlere Arbeitsgang als Grundlage für die Lastprognose genutzt. Der Nutzer macht keine Angaben zur Art des Arbeitsganges.

- Eine weitere Art könnte ein gleitender Mittelwert sein. Das Gerät nutzt immer eine bestimmte Anzahl an Arbeitsgängen (z.B.: die letzten 10), und bildet daraus einen Mittelwert. Der Nutzer macht keine Angaben zur Art des Arbeitsganges.

Der Nachteil der bisher aufgeführten Möglichkeiten einer Lastprognose ist ein erhöhter Aufwand für die Datenaufnahme und Speicherung. Auch datenschutzrechtlich könnten hier Probleme entstehen.

- Möglicherweise ist es ausreichend, maschinentypische Mittelwerte der Hersteller für die verschiedenen Arbeitsgänge zu nutzen. Das DSM-System nutzt hinterlegte Lastprofile für die Lastprognose. Dies würde den Datenverarbeitungsaufwand erheblich verringern, allerdings bei einer gleichzeitigen Vergrößerung der Ungenauigkeit.

Für eine Lastprognose muss bekannt sein:

- Leistungsaufnahme zeitlich aufgelöst (Peaks und Rampen könnten bei einer großen Anzahl von Geräten zu erheblichen Einflüssen führen).
- Energieverbrauch pro Arbeitsgang
- Laufzeit des Arbeitsganges

## 9.3 Kommunikation

Der Einsatz von Geräten zum Zwecke des DSM setzt voraus, dass diese Geräte folgende Eigenschaften besitzen:

- Steuersignale zu empfangen und auszuführen
- Statussignale zu senden
- Datenspeicherfähigkeit aufweisen z.B. zur Aufzeichnung von Lastprofilen

Alternativ können auch schaltbare Steckdosen zum Einsatz kommen, wie es heute schon von verschiedenen Herstellern unterstützt wird.

Eine alternative Überlegung kann sein, die Kommunikation über einen Smart-Meter zu realisieren. Möglicherweise könnte in diesem auch eine DSM-Funktionalität implementiert sein. Dadurch würden sich die Kosten für die DSM-Nachrüstung stark reduzieren, da keine mehrfachen Kommunikations- und Steuerwege erschlossen werden müssen. Auch könnte es möglich sein innerhalb eines Haushaltes die Stromleitungen zur Kommunikation zwischen Gerät und Smart-Meter zu nutzen.

## 9.4 Betriebsstrategie Speicher

In Bezug auf die Speichernutzung kann es zu abweichenden Verschiebemaßnahmen als den vorgestellten kommen. Wird ein Speicher über Nacht nicht leer, ist demnach der Verbrauch zu

gering beziehungsweise der Speicher zu groß dimensioniert. Dadurch reduziert sich die Speicherkapazität für den nächsten Tag. Um dem vorzubeugen, könnte der Betrieb von Geräten bewusst in die Nachtstunden verlegt werden, um den Speicher zu leeren. Betriebsstrategien können sowohl eigenbedarfsoptimiert als auch netzdienlich sein.

Die Art der Speicherbetriebsstrategie sollte in den Algorithmus implementiert sein. Zum jetzigen Arbeitsstand wird der Speicher geladen sobald Überschüsse vorhanden sind. Beendet wird der Ladevorgang, wenn der maximale SOC erreicht ist oder keine Überschüsse mehr produziert werden. Hier sei auf die Studie [WBTK15] verwiesen.

## 9.5 Algorithmus

Der vorliegende Algorithmus geht von idealen Prognosen aus. Das heißt, die Werte für PV-Stromproduktion und Lastverteilung sind bekannt. Für eine Umsetzung in eine reale Anwendung müssen implementiert oder erweitert werden:

- reale Prognosen
- der Umgang mit Unsicherheiten in Bezug auf diese realen Prognosen muss festgelegt werden
- verschiedene Betriebsstrategien für den Einsatz von Batteriespeicher verändern die Verschiebebedingungen (Eigenbedarfsoptimierung vs. Netzdienlichkeit) und müssten optional implementiert werden
- eine Verschiebung über die Tagesgrenze (24:00 Uhr) kann ebenfalls sinnvoll sein.

## 10 Fazit

Ziel der vorliegenden Arbeit war es, den Einfluss von Demand Side Management-Maßnahmen auf die photovoltaische Eigenversorgung von Wohngebäuden zu beschreiben und mit den Wirkungen eines Batteriespeichers auf eben diese Gebäude zu vergleichen. Dazu wurde zuerst das Verfahren „Demand Side Management“ beschrieben. Weiter wurden geeignete Eingangsdaten aufgearbeitet und sinnvoll verknüpft. Eine Simulationsumgebung, in der die Untersuchungen stattfanden, wurde durch Implementierung von Modellen und Eingangsdaten geschaffen. Das Verhalten mehrerer Haushalte wurde simuliert und analysiert, um die eingangs gestellte Frage zu beantworten: Wie wirkt sich DSM auf die Energieversorgung in Haushalten mit eigener Stromerzeugung aus? Durch den Bezug der Analysen auf die energetischen Bewertungsgrößen Autarkiegrad, Eigenverbrauchsanteil und Abregelungsverluste konnten Aussagen dazu getroffen werden. Es wurde gezeigt, dass von den Einflüssen des DSM die Anzahl der DSM-Geräte und deren Verbrauch den größten Einfluss haben. So konnten drei aktive DSM-Geräte den Autarkiegrad um 6,5 %, und den Eigenverbrauchsanteil um 6 % steigern. Das DSM-Zeitfenster konnte in seiner Größe definiert werden und hat, in Verbindung mit den DSM-Geräten, maßgeblichen Einfluss auf die Bewertungsgrößen. Es wurde festgestellt, dass bei bestehender Tagesgrenze von 0:00 Uhr ein maximaler Verschiebehorizont von 12 Stunden ausreicht. Eine Verschiebung darüber hinaus hat keinen Effekt mehr.

Der Bezug auf die energetischen Bewertungsgrößen, welche aus den Energiebilanzen des Haushaltes abgeleitet werden, macht deutlich, wie sich die Auswirkungen von DSM-Maßnahmen darstellen und bewerten lassen.

Der Vergleich mit einer Batteriespeichersimulation zeigte deutlich, dass die DSM-Effekte nur sehr geringen Einfluss auf die Bewertungsgrößen haben. Schon kleinste Batteriespeicher erzeugen größere Effekte. Für den Autarkiegrad zeigte sich, dass dessen Steigerung durch DSM parallel zur Steigerung durch den Speicher verlief. Dieser Effekt war für Haushalte mit großem DSM-Potenzial bis zu einer Speicherkapazität von 2 kWh/MWh zu beobachten. Was bedeutet, dass die Effekte nicht mit größer werden dem Speicher verschwinden, wie es beim Eigenverbrauchsanteil der Fall ist.

Die Potenzialanalyse, ausgehend von den Untersuchungsergebnissen zum Einsparpotenzial in den Haushalten, zeigte eine gute Übereinstimmung mit den vorgestellten Literaturwerten.

Erste Hochrechnungen verschiedener Quellen [RoGH10], [Dena10] zu den Kosten für die Ausrüstung von DSM-fähigen Geräten lassen den Schluss zu, dass eine nachträgliche Ausrüstung von Geräten kaum einen Mehrwert hat. Zu teuer und aufwändig ist der Umbau einzelner Geräte. Nur die Massenproduktion von DSM-Geräten, zum Beispiel im Rahmen einer Effizienzsteigerungsmaßnahme, schafft die Grundlage für den flächendeckenden Einsatz dieser Technologie. Ist dies in großem Umfang erfolgt- denn das ist die Voraussetzung dafür, dass DSM ökonomisch sinnvoll eingesetzt werden kann- können die positiven Auswirkungen von DSM-Maßnahmen mit bis zu 6 % Steigerung des Autarkiegrades sowie des Eigenverbrauchsanteiles die Integration

---

und Netzdienlichkeit dezentraler Energieerzeugung unterstützen helfen. Es zeigte sich, dass dazu eher kleine Speichergrößen eingesetzt werden sollten. Wie andere Untersuchungen [Weni13] zeigten, gibt es eine ökonomische Obergrenze für Batteriespeichersysteme. Diese kann durch DSM weiter verringert werden.

Der ökonomische Mehrwert für den Nutzer liegt darin, mit einer günstigen Technologie Einsparungen in der Größenordnung von mehreren hundert Kilowattstunden (nur für die untersuchte Gerätegruppe!) zu realisieren. Der ökologische Mehrwert liegt zum einen darin, weniger zentrale, u.U. fossile Energieerzeugung zu benötigen. Zum anderen darin, Speicherkapazitäten durch die quasi-Speicherfähigkeit von DSM zu ersetzen. Denn Batteriespeicher haben, im Gegensatz zur DSM-Technologie, eine denkbar schlechte Rohstoffverbrauchsbilanz.

# 11 Ausblick

Um das gesamte DSM-Potential auszuloten, empfiehlt es sich, weitere Verbrauchergruppen in die Analyse mit einzubeziehen. Das sind zum einen alle Geräte mit thermischer Speicherfähigkeit ausgestattet sind wie Kühlschrank, Gefriertruhe, Klimaanlage und Warmwasseraufbereitung. Zum anderen bietet es sich an, die großen Potenziale von Wärmepumpen zu untersuchen, da sich die Kombination aus Wärmepumpe und Photovoltaik sehr gut ergänzt und somit vermehrt anzutreffen sein wird.

Um den Nutzer die Anwendung von DSM zu erleichtern, müssen Standards geschaffen werden die eine schnelle Einführung unterstützen. Weiterhin bietet sich die Implementierung auf mobile Endgeräte an. So könnten über ein Feedbacksystem Informationen bereitgestellt werden, die dem Nutzer den Umgang erleichtern. Zum Beispiel erfährt der Anwender wie groß die Einsparmöglichkeiten sind wenn ein Gerät zu einem bestimmten Zeitpunkt fertig ist. Ebenso können Statusinformationen geliefert werden über den Stand der Aktivität, die Dauer bis zum Ende usw. Der DSM-Vorgang kann generell nach verschiedenen Kriterien geregelt und optimiert werden.

- Zeit der Fertigstellung
- Zeit des Beginns
- Höhe der Einsparungen
- Netzdienlichkeit

Verbesserungen die am entworfenen Algorithmus vorgenommen werden können wurden teilweise schon in Kap. 10.5 erwähnt. Dennoch können einige Punkte für eine Weiterführung modifiziert werden:

- Implementierung der Möglichkeit in den nächsten Tag zu verschieben
- allgemein eine Verbesserung der Start- und Endpunktbestimmung. Das iterative Vorgehen ist für die kleine Anzahl untersuchter Geräte gerade noch ausreichend. Für größere Untersuchungen oder Anwendungen sollte hier eine vollständige Automatisierung stattfinden.
- Vergleichsweise komplexere Herangehensweisen wie evolutionäre Algorithmen umsetzen um die Funktionsweisen zu vergleichen

Zur besseren Einschätzung der Anwendbarkeit des DSM-Potenzials wird eine klare Aussage zu den Kosten benötigt.

- können DSM-Chips aus Massenproduktion ohne spürbare Mehrkosten in (Neu)-Geräten verbaut werden?
- Gibt es pro Haushalt einen DSM-Controller oder kommuniziert jedes Gerät selbst? Kann möglicherweise ein Smart-Meter diese Kommunikation übernehmen?

## Literaturverzeichnis

- [ADWS14] A. MONACCHI; D. EGARTER; W. ELMENREICH; S. D'ALESSANDRO ; A. M. TONELLO: GREEND: An Energy Consumption Dataset of Households in Italy and Austria. In: Venice, Italy, 2014
- [Apel12] APEL, ROLF U. A.: *VDE Studie: Demand Side Integration - Lastverschiebungspotentiale in Deutschland*. Frankfurt am Main: VDE - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2012
- [Bdew15] BDEW: *Grafiken - Strom*. URL <https://bdew.de/inter-net.nsf/id/BB15A339BC50CA41C125782300419B8D?Open&s0=11>. - abgerufen am 2015-12-11
- [BeHB04] BEYER, HANS GEORG; HEILSCHER, GERD; BOFINGER, STEFAN: Identification of a General Model for the MPP Performance of PV-Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems. In: *19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. Paris, 2004. — Bey04, S. 3073–3076
- [BoHA11] BOST, MARK; HIRSCHL, BERND; ARETZ, ASTRID: Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik. In: *Endbericht* (2011)
- [Dena10] DENA II: *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025*. Berlin: Deutsche Energieagentur GmbH, 2010
- [Dest14] DESTATIS: *Staat & Gesellschaft - Haushalte & Familien - Haushalte 2014: rund 40 Millionen Privathaushalte in Deutschland - Statistisches Bundesamt (Destatis)*. URL <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/Bevoelkerung/HaushalteFamilien/Aktuell.html>. - abgerufen am 2015-12-17
- [Eeg12] EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz, 2012
- [Ener13] ENERGY MAP: *EnergyMap - Bundesrepublik Deutschland*. URL <http://www.energymap.info/energieregionen/DE/105.html>. - abgerufen am 2016-01-11
- [Gawl14] GAWLIK, WOLFGANG: *aDSM - Aktives Demand-Side-Management durch Einspeiseprognose*. Wien: Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2014
- [GeBl15] GENSCHE, CARL-OTTO; BLEPP, MARKUS: Betrachtungen zu Produktlebensdauer und Einsatzstrategien von Miele-Haushaltsgeräten (2015)
- [Gils13] GILS, HANS CHRISTIAN: Abschätzung des möglichen Lastmanagement-Einsatzes in Europa. In: *8. Internationale Energiewirtschaftstagung*. Wien, TU Wien, 2013
- [Groi08] GROISS, CHRISTOPH: *Power Demand Side Management-Potentiale und technische Realisierbarkeit im Haushalt*. Wien, TU Wien, Diplomarbeit, 2008
- [HaUD12] HANS-GERD SERVANTIUS; UWE SCHNEIDEWIND; DIRK ROHLFING: *Smart Energy - Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem*. 1. Aufl.: Springer Berlin Heidelberg, 2012
- [KAEH13] KOLLMANN, ANDREA; AMANN, CHRISTOPH; ELBE, CHRISTIAN; HEINISCH, VERENA; KRAUSLER, A.; MOSER, S.; SCHMAUTZER, E.; SCHMIDHALER, M.: *Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur-Potenzialanalyse für Smart Grids-LOADSHIFT*: IEWT, 2013



- [Kfw16] KfW: KfW Programm Erneuerbare Energien „Speicher“. Finanzierung von stationären Batteriespeichersystemen in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage (2016)
- [Kluc79] KLUCHER, T. M.: Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. In: *Solar Energy* Bd. 23 (1979), Nr. 2, S. 111–114. — Klu79
- [Lind07] LINDA, HULL: *Demand Side Bidding, IEA DSM Task VIII*. Chester: IEA, 2007
- [Mari07] MARIAN KLOBASA: *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten*. Karlsruhe, ETH Zürich, Dissertation, 2007
- [MEED14] MONACCHI, ANDREA; EGARTER, DOMINIK; ELMENREICH, WILFRIED; D’ALESSANDRO, SALVATORE; TONELLO, ANDREA M.: GREEND: an energy consumption dataset of households in Italy and Austria. In: *IEEE*, 2014
- [Mona15] MONACCHI, A. U. A.: Definition of Requirements and System Architecture. In: *Technical Report*
- [Neus13] NEUSEL-LANGE, NILS: *Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze*. Wuppertal, Bergische Universität Wuppertal, Dissertation, 2013
- [PaDi11] PALENSKY, PETER; DIETRICH, DIETMAR: Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* Bd. 7 (2011), Nr. 3, S. 381–388
- [PFP12] PFULGRADT, NOAH; PLATZER, BERND: *Betriebsanleitung - Verhaltensbasierter Lastprofilgenerator für Strom- und Warmwasser-Profile*. Chemnitz: Technische Universität Chemnitz
- [Pfsa16] PFEIFROTH; SAMWEBER: *Netzparität und Eigenverbrauch bei steigenden Strompreisen*. URL <https://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/403-netzparitaet-und-eigenverbrauch>. - abgerufen am 2016-03-02
- [Pvs15] PVS: *Einspeisevergütung 2015 für Photovoltaik*. URL <http://www.photovoltaiksolarstrom.de/einspeiseverguetung>. - abgerufen am 2015-12-11. — PVS Solarstrom
- [Quas15] QUASCHNING, VOLKER: *Regenerative Energiesysteme Technologie - Berechnung - Simulation*. 9. Aufl. München: Hanser Verlag, 2015
- [RoGH10] ROON, SERAFIN; GOBMAIER, THOMAS; HUCK, MALTE: *Demand Side Management in Haushalten-© FfE, April 2010 Methoden zur Potenzialanalyse und Kostenabschätzung* (Zusammenfassung Nr. FFE-04 10). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2010
- [ScSa96] SCHMIDT, HERIBERT; SAUER, DIRK-UWE: Wechselrichter-Wirkungsgrade: Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung. In: *Sonnenenergie* Bd. 4 (1996), S. 43–47. — Sch96
- [Stad05] STADLER, INGO: *Demand Response: Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Kassel, Habilitation, 2005
- [Stat16] STATISTA: *Anteil an Einfamilienhäusern an allen Haushalten*. URL <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/73432/umfrage/baugenehmigungen-fuer-wohnungen-in-deutschland/>. - abgerufen am 2016-03-11. — Statista

- [Stat14] STATISTA: *Private Haushalte - Ausstattungsgrad mit Haushaltsgeräten 2014* | *Statistik*. URL <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/2594/umfrage/ausstattungsgrad-privater-haushalte-mit-haushaltsgeraeten-in/>. - abgerufen am 2015-12-17. — Statista
- [StEI12] STAUDACHER, THOMAS; ELLER, SEBASTIAN: Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses. In: *BWK* Bd. 64 (2012), Nr. 6
- [Vers15] VERSOLATTO, A. T.: Validation and analysis of results. In: *Technical Report* (2015)
- [WBTK15] WENIGER, JOHANNES; BERGNER, JOSEPH; TJADEN, TJARKO; KRETZER, JOHANNES; SCHNORR, FELIX; QUASCHNING, VOLKER: Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2015
- [WBTQ15] WENIGER, JOHANNES; BERGNER, JOSEPH; TJADEN, TJARKO; QUASCHNING, VOLKER: *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. 1. Aufl. Berlin: Berliner Wissenschaftsverlag, 2015. — Wen15 — ISBN 978-3-8305-3548-5
- [Weni13] WENIGER, JOHANNES: *Dimensionierung und Netzintegration von PV-Speichersystemen*. Berlin, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Masterthesis, 2013. — Wen13
- [WSLF13] WESSELAK, VIKTOR; SCHABBACH, THOMAS; LINK, THOMAS; FISCHER, JOACHIM: *Regenerative Energietechnik*. 2. Auflage. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2013

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Definition Demand Side Management nach [Apel12].	4
Abbildung 2: Anwendungen DSM [KAEH13].	5
Abbildung 3: Theoretisches DSM-Potenzial in Haushalten, Sommerfall, nach [Apel12].	6
Abbildung 4: Ermittlung des praktischen DSM-Potenzials nach [RoGH10] und [WSLF13].	7
Abbildung 5: Durchdringung DSM-relevanter Haushaltsgeräte, nach [Apel12].	10
Abbildung 6: Rohdaten der Häuser HH0 – HH5.	15
Abbildung 7: Beispielhafte Darstellung: Datensatz mit ausgefüllten Messlücken.	16
Abbildung 8: Lastprofile der DSM-Geräte HH0 bis HH5 nach dem Füllen der Messlücken.	17
Abbildung 9: Links: Vergleich der Zusammensetzung verschiedener synthetischer Lastprofile mit Werten des HH2 der Greend-Messkampagne und dem Referenzwert. Rechts: Prozentuale Zusammensetzung der synthetischen Lastprofile im Vergleich mit dem Lastprofil des HH2	19
Abbildung 10: Mittlerer Tageslastgang des synthetischen Lastprofils CHR 57 mit DSM-Geräten (links) und nach entfernen der DSM-Geräte (rechts).	20
Abbildung 11: Vergleich des resultierenden Jahresenergieverbrauchs mit dem Referenzwert.	21
Abbildung 12: Vergleich der prozentualen Anteile der synthetischen Baseload (blau) und der gemessenen DSM-Geräteprofile (orange).	22
Abbildung 13: Einstrahlung mit Modulausrichtung Ost-/West für das gesamte Jahr (links) und für 2 Tage (rechts).	23
Abbildung 14: Jahresverbrauch der Haushalte (blau) und darauf bezogene Auslegungsleistung (orange) der simulierten PV-Anlage.	25
Abbildung 15: Einfluss einer zu kleinen Intervalllänge auf die Bestimmung der Start- und Endwerte am Beispiel zweier Waschmaschinen des HH0, Detail rechts.	27
Abbildung 16: Einfluss einer zu großen Intervalllänge auf die Bestimmung der Start- und Endpunkte (links). Korrekte Start- und Endpunkte am Beispiel zweier Waschmaschinen des HH0.	27
Abbildung 17: Bestimmung des Schwellwertes. Links: alle Messwerte der Größe nach summiert, Rechts: Detaildarstellung zur Schwellwertbestimmung in logarithmischer Einteilung.	28
Abbildung 18: Einfluss eines zu kleinen Schwellwertes (links, 1 Watt) und eines zu großen Schwellwertes (rechts, 100 Watt) auf die Bestimmung der Start- und Endpunkte.	28
Abbildung 19: Darstellung der ermittelten Intervalllänge (links) sowie des Schwellwertes (rechts) für die verschiedenen Haushalte und deren DSM-Geräte.	29
Abbildung 20: Darstellung der mittleren Laufzeit (links) sowie des mittleren Verbrauchs (rechts) für die verschiedenen Haushalte und deren DSM-Geräte.	29

---

Abbildung 21: Histogramm Waschmaschine HH0 (links), Waschmaschine HH4 (rechts) mit Referenzwert (rot). .....	30
Abbildung 22: beispielhafte Darstellung der Funktionsweise des DSM-Algorithmus.....	32
Abbildung 23: Vereinfachter Ablaufplan des Algorithmus. ....	33
Abbildung 24: Energieflüsse bei netzgekoppelten photovoltaischen Eigenverbrauchssystem mit Batteriespeicher ohne NetZRückspeisung [Quas15].....	37
Abbildung 25: Darstellung der Verschiebemöglichkeiten des DSM-Algorithmus. ....	41
Abbildung 26: Jahreslastgänge der Waschmaschinen (blau) und der PV-Erzeugung (rot), HH0 bis HH5.....	42
Abbildung 27: Jahreslastgänge der Spülmaschinen (blau) und der PV-Erzeugung (rot), HH0 bis HH3.....	43
Abbildung 28: Jahreslastgang Trockner (blau) und der PV-Erzeugung (rot), HH2. ....	43
Abbildung 29: Geräteinsatzverteilung ohne DSM-Maßnahmen, HH0.....	45
Abbildung 30: Geräteinsatzverteilung nach Simulation „DSM_vor“. ....	46
Abbildung 31: Geräteinsatzverteilung nach „DSM_vor/rück“. ....	47
Abbildung 32: Verlauf Autarkiegrad in Abhängigkeit von Simulation „DSM_vor/rück“ und „DSM_vor“, HH0-HH5. ....	48
Abbildung 33: Zusammenfassung der Ergebnisse „Verschieberichtung“ für den Autarkiegrad. ....	49
Abbildung 34: Zusammenfassung der Ergebnisse „Verschieberichtung“ für den Eigenverbrauchsanteil.....	49
Abbildung 35: Verlauf der Abregelungsverluste in Abhängigkeit von der Verschieberichtung, HH0-HH5. ....	50
Abbildung 36: Zusammenfassung der Ergebnisse Verschieberichtung für die Abregelungsverluste.....	50
Abbildung 37 Absolute Änderung des Autarkiegrades (links) sowie des Eigenverbrauchsanteiles (rechts), Simulation „DSM_vor“. ....	53
Abbildung 38: Relative Änderung des Autarkiegrades (links) sowie des Eigenverbrauchsanteiles (rechts), Simulation „DSM_vor“. ....	53
Abbildung 39: Illustration des Steigungsverfahrens anhand der absoluten Werte, HH2, Eigenverbrauch.....	54
Abbildung 40: Beispiel für die Ergebnisse der DSM-Simulation für Südausrichtung (links) und Ost-/Westausrichtung, HH0.....	56
Abbildung 41: Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit von der Modulausrichtung, HH0-HH5. ....	57
Abbildung 42: Ergebnisse der Modulausrichtung für den Eigenverbrauchsanteil nach DSM. ....	57
Abbildung 43: Ergebnis der Modulausrichtungsuntersuchung vor der DSM-Maßnahme für den Eigenverbrauchsanteil. ....	58

---

Abbildung 44: Ergebnisse Modulausrichtung mit DSM für den Autarkiegrad.....	58
Abbildung 45: Ergebnisse Modulausrichtung ohne DSM, Autarkiegrad. ....	59
Abbildung 46: Abregelungsverluste in Abhängigkeit von der Modulausrichtung, HH2 (links), HH4 (rechts) bei 70 % Abregelungsgrenze. ....	60
Abbildung 47: Die energetischen Bewertungsgrößen für die Gerätegemittelten HH und der entsprechende Mittelwert. ....	61
Abbildung 48: Autarkiegrad (links), Eigenverbrauchsanteil (rechts) in Abhängigkeit von der Geräteanzahl, gemittelt nach Geräteausstattung. ....	61
Abbildung 49: Autarkiegrad für Batteriespeichersimulation mit und ohne DSM. Links: Beispiel HH2, rechts: Beispiel HH4. ....	65
Abbildung 50: Autarkiegrad bei 1 kWh/MWh Batteriespeichersimulation. ....	66
Abbildung 51: Eigenverbrauchsanteil für Batteriespeichersimulation mit und ohne DSM. Links: Beispiel HH0, rechts: Beispiel HH5. ....	67
Abbildung 52: Eigenverbrauchsanteil nach den Simulationen. ....	67
Abbildung 53: Abregelungsverluste für Batteriespeichersimulation mit und ohne DSM. Links: Beispiel HH0, rechts: Beispiel HH4. ....	69
Abbildung 54: Vergleich der Abregelungsverluste BS+DSM, BS ohne DSM, DSM und ohne Beeinflussung. ....	69
Abbildung 55: Bestimmung der Größe des virtuellen Speichers anhand des Netzbezuges. ....	70
Abbildung 56: Virtuelle Speicherkapazität bezogen auf den Netzbezug. Angabe in kWh und kWh/MWh, HH0 bis HH5. ....	71
Abbildung 57: vermiedener Netzbezug und vermiedene Kosten durch DSM-Maßnahmen. ....	72
Abbildung 58: Einsparungen aller Häuser bei wachsender Batteriekapazität ohne DSM.73	
Abbildung 59: Einsparungen aller Häuser bei wachsender Batteriekapazität mit „DSM_vor“/6h. ....	74
Abbildung 60: Verteilung der Einsparpotenziale in kWh. ....	74
Abbildung 61: Zusammenfassung der Ergebnisse technisches Verschiebepotenzial Szenario HH für Energie in GWh (links) und für die eingesparte Netzbezugsenergie in MW (rechts). ....	77
Abbildung 62: Durchdringungsgrad der untersuchten Haushaltsgeräte nach verschiedenen Quellen. ....	77
Abbildung 63: Zusammenfassung der Ergebnisse Szenario EFH in GWh (links) sowie in MW (rechts). ....	78
Abbildung 64: Zusammenfassung der Ergebnisse Szenario PV in GWh (links) und MW(rechts). ....	78
Abbildung 65: Histogramm des Verbrauches in kWh, HH0-HH5. ....	xv
Abbildung 66: Histogramm der Laufzeiten der Geräte in Minuten, HH0-HH5.....	xvi

---

Abbildung 67: Verlauf Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit von Simulation „DSM_vor/rück“ und „DSM_vor“, HH0-HH5. ....	xvii
Abbildung 68: Autarkiegrad in Abhängigkeit von der Modulausrichtung, HH0-HH5. ....	xix
Abbildung 69: Abregelungsverluste in Abhängigkeit von der Modulausrichtung, HH0- HH5 bei 70 % Abregelungsgrenze. ....	xx
Abbildung 70: Auswirkungen eines Batteriespeichers (BS) auf den Autarkiegrad. HH0-HH5. ....	xxiii
Abbildung 71: Auswirkungen eines Batteriespeichers (BS) auf den Eigenverbrauchsanteil. HH0-HH5. ....	xxiv
Abbildung 72: Auswirkungen eines Batteriespeichers (BS) auf die Abregelungsverluste bei 50 % Abregelungsgrenze. HH0-HH5. ....	xxv

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenfassung relevanter Studien nach [Apel12] und eigene. ....	7
Tabelle 2: Übersicht der nutzbaren DSM-Geräte und Datenvollständigkeit. ....	13
Tabelle 3: Bewohner- und Aktivitätsübersicht der ausgewählten Haushalte [MEED14].	14
Tabelle 4: Referenzwerte für die untersuchten Geräte. ....	30
Tabelle 5: Gerätebezeichnung für die Simulation. ....	34
Tabelle 6: Übersicht über die variablen Parameter. ....	44
Tabelle 7: Mittelung der Werte nach Geräteausstattung.....	60
Tabelle 8: Zusammenfassung der Ergebnisse der Simulationsanalyse. ....	62
Tabelle 9: zur weiteren Bearbeitung genutzte Simulationsergebnisse. ....	63
Tabelle 10: Einsparpotenziale der untersuchten Haushalte. ....	76
Tabelle 11: Ergebnisse Szenario PV in GWh technisches Potenzial.....	79
Tabelle 12: Zusammenfassung relevanter Studien nach [Apel12] und eigene.....	80
Tabelle 13: Zusammenfassung Ergebnisse der Untersuchung Verschieberichtung. ....	xviii
Tabelle 14: Zusammenfassung der Ergebnisse Simulationsauswertung: Modulausrichtung. .....	xxi
Tabelle 15: Zusammenfassung der Ergebnisse Simulationsauswertung: Geräteanzahl.....	xxii
Tabelle 16: Zusammenfassung der Ergebnisse der Batteriespeichersimulation für spezifische Speicherkapazitäten von 0,5 kWh/MWh und 1 kWh/MWh. ....	xxvi
Tabelle 17: Zusammenfassung maximale und minimale Einsparungen. ....	xxvii
Tabelle 18: Dateninput Szenarien HH, EFH und PV aus Tabelle 17. ....	xxvii
Tabelle 19: Ergebnisse Szenario HH.....	xxviii
Tabelle 20: Zusammenfassung der Ergebnisse Szenario HH in: GWh technisches Verschiebepotenzial und MW vermeidbares Erzeugungspotenzial. Extraktion aus Tabelle 19.....	xxviii
Tabelle 21: Ergebnisse Szenario EFH. ....	xxix
Tabelle 22: Zusammenfassung der Ergebnisse Szenario EFH in: GWh technisches Potenzial und MW entsprechende Erzeugungsleistung. Extraktion aus Tabelle 21. ....	xxix
Tabelle 23: Ergebnisse Szenario PV. ....	xxx
Tabelle 24: Zusammenfassung der Ergebnisse Szenario PV in: GWh technisches Potenzial und MW entsprechende Erzeugungsleistung. Extraktion aus Tabelle 22. ....	xxx

# Eidesstattliche Versicherung

Name: Scholz

Vorname: Ronny

Matrikel-Nr.:529351

Studiengang: Regenerative Energien

Hiermit versichere ich, Ronny Scholz, an Eides statt, dass ich die vorliegende Masterarbeit mit dem Titel „Vergleich des Einflusses von Lastmanagement-Maßnahmen und Batteriespeichersystemen auf die photovoltaische Eigenversorgung von Wohngebäuden“ selbständig und ohne fremde Hilfe verfasst und keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Die Stellen der Arbeit, die dem Wortlaut oder dem Sinne nach anderen Werken entnommen wurden, sind in jedem Fall unter Angabe der Quelle kenntlich gemacht. Die Arbeit ist noch nicht veröffentlicht oder in anderer Form als Prüfungsleistung vorgelegt worden.

Berlin, den 28.4.2016

---

Unterschrift



# Anhang

## Anhang Kapitel 4

### Zu 4.3 Identifikation der Startzeitpunkte

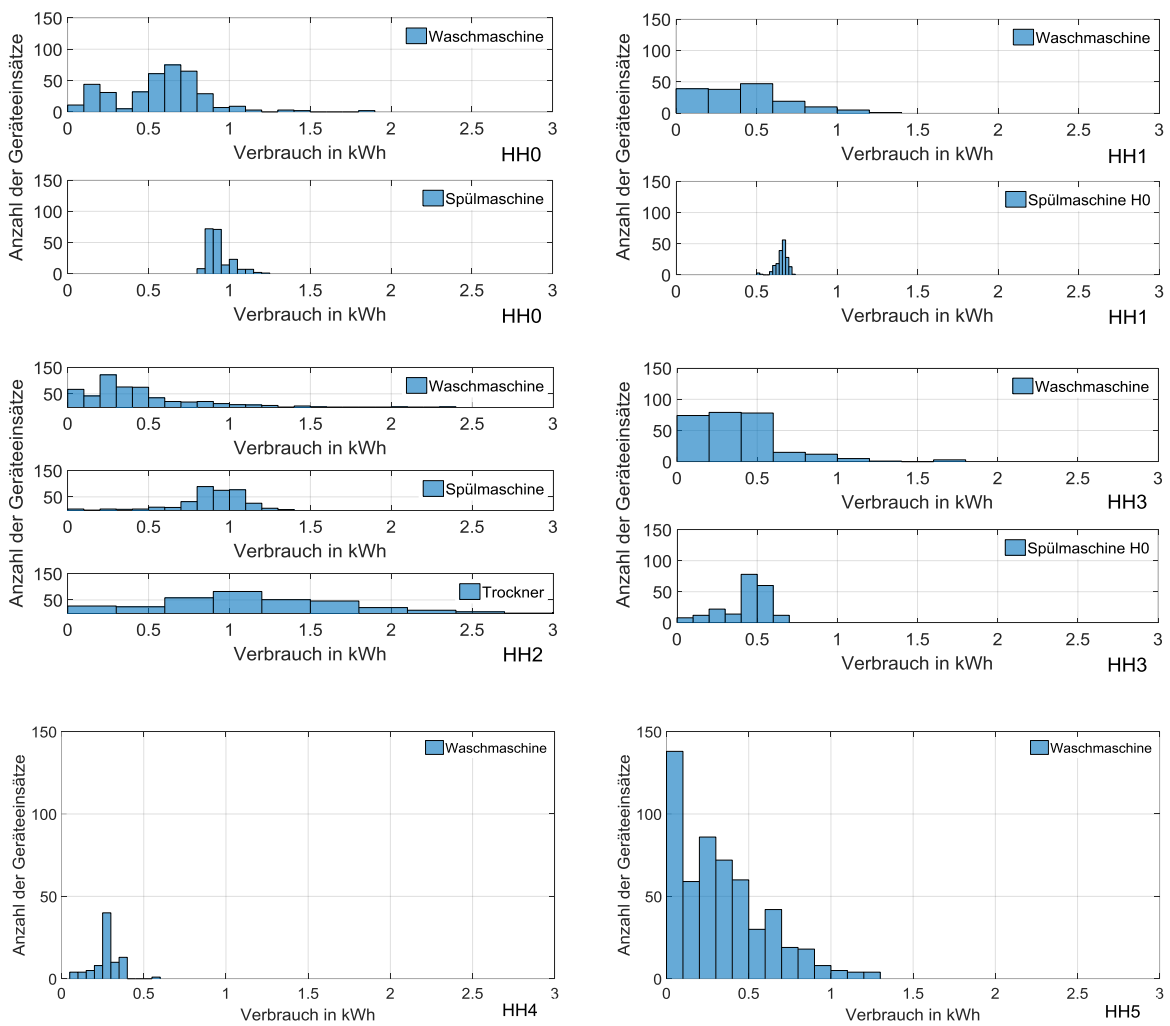


Abbildung 65: Histogramm des Verbrauches in kWh, HH0-HH5.

Zu 4.3

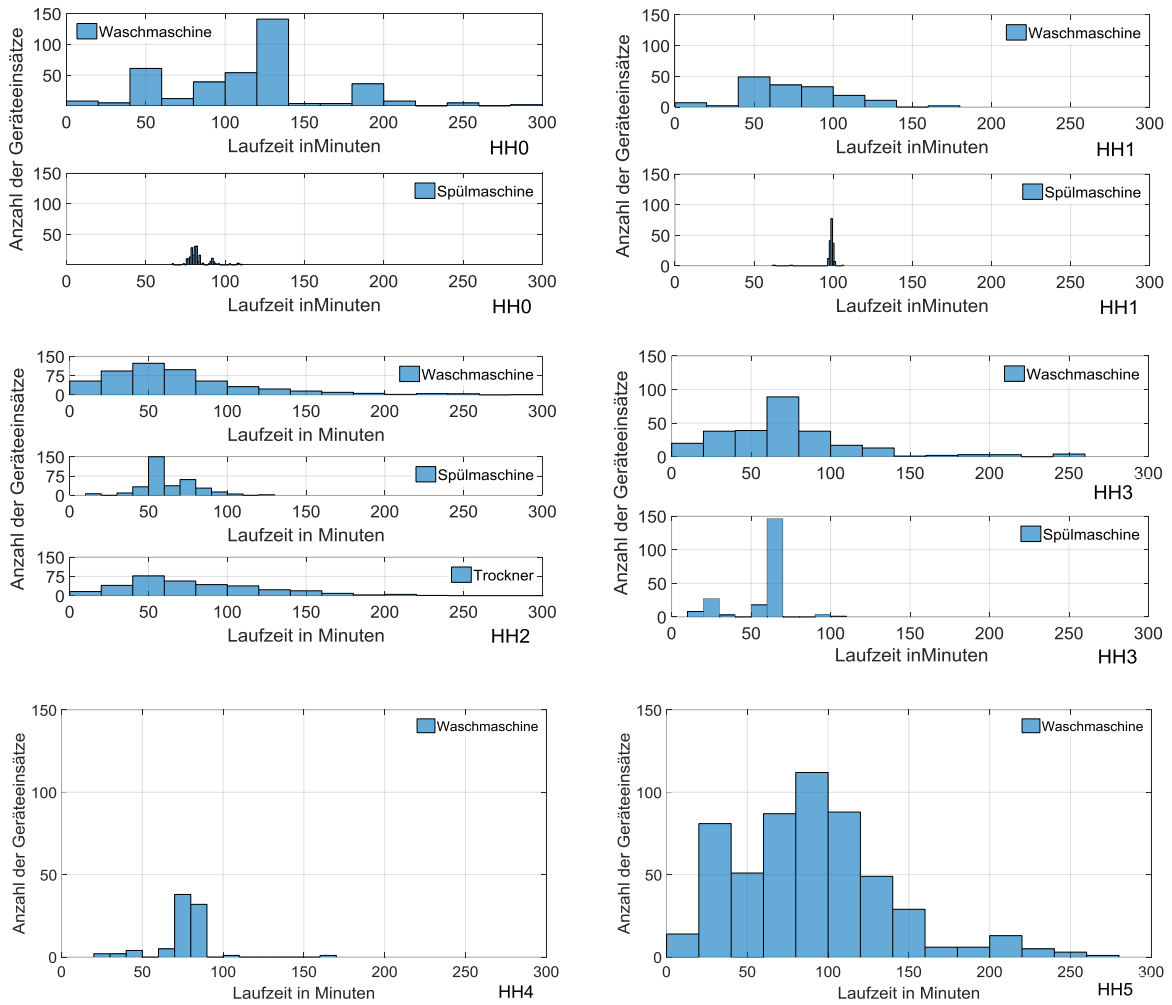


Abbildung 66: Histogramm der Laufzeiten der Geräte in Minuten, HH0-HH5.

## Anhang Kapitel 6

## zu 6.3.1 Eigenverbrauchsanteil Verschieberichtung

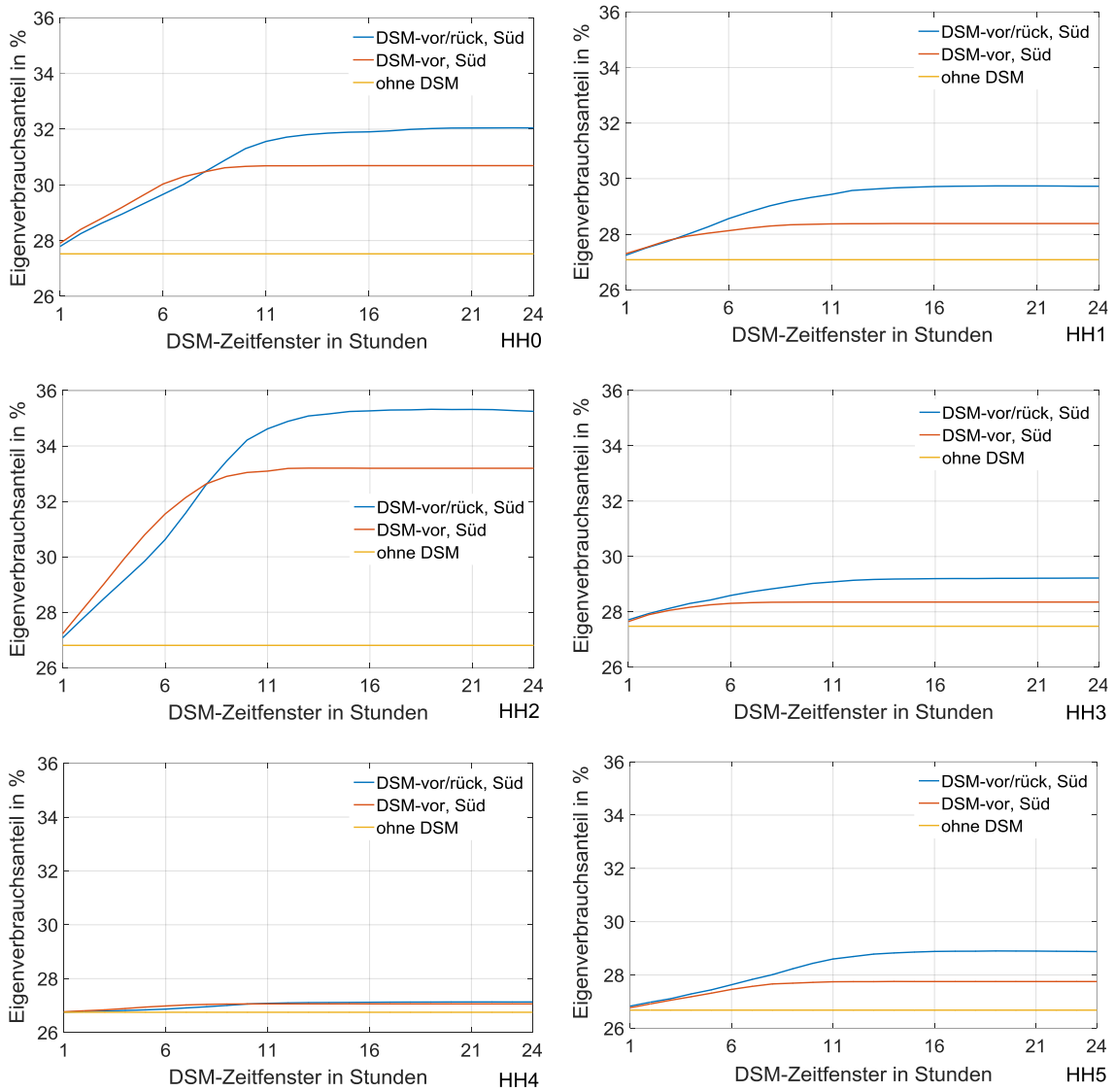


Abbildung 67: Verlauf Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit von Simulation „DSM\_vor/rück“ und „DSM\_vor“, HH0-HH5.

## zu 6.3.1 Ergebnisse Verschieberichtung, tabellarisch

Tabelle 13: Zusammenfassung Ergebnisse der Untersuchung Verschieberichtung.

Haus- halt	Größe	Anfangswert in %	Simulation „DSM_vor“ in %		Simulation „DSM_vor“/rück in %	
			6h	12h	6h	12h
HH0	e	27,5	30	30,7	29,7	31,7
	a	28,2	30,8	31,5	30,4	32,5
HH1	e	27,1	28,1	28,4	28,6	29,6
	a	27,7	28,9	29,2	29,4	30,4
HH2	e	26,8	31,6	33,2	30,6	34,9
	a	27,5	32,7	34,5	31,8	36,2
HH3	e	27,5	28,3	28,4	28,6	29,1
	a	28,1	29	29,1	29,3	29,9
HH4	e	26,8	27	27,1	26,9	27,1
	a	27,4	27,6	27,7	27,6	27,8
HH5	e	26,7	27,5	27,8	27,6	28,7
	a	27,3	28,2	28,5	28,4	29,4

Die größten Werte der Ergebnisse sind orange markiert.

Die kleinsten Werte der Ergebnisse sind gelb markiert.

Zu 6.3.3 Modulausrichtung Autarkiegrad

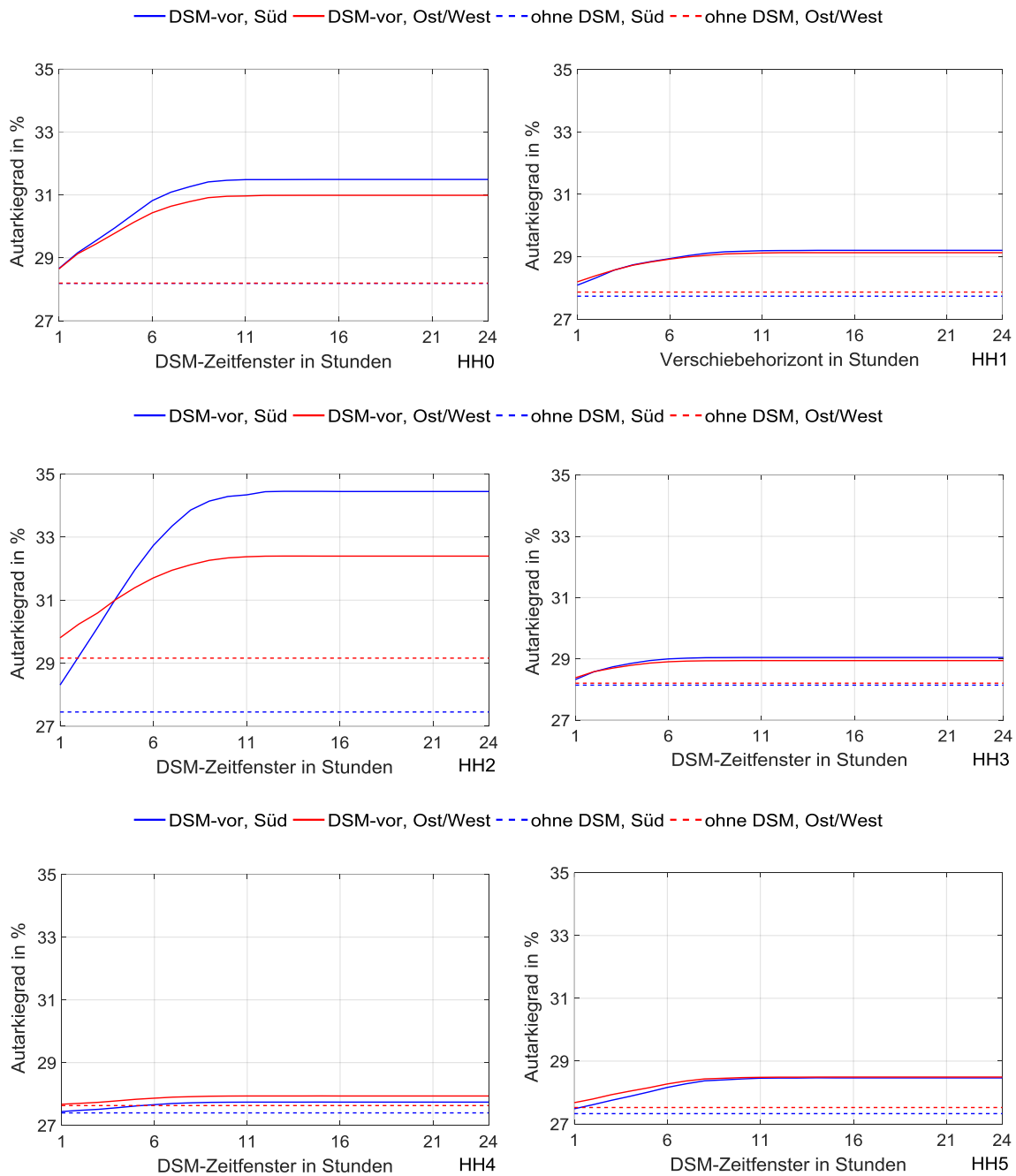


Abbildung 68: Autarkiegrad in Abhängigkeit von der Modulausrichtung, HH0-HH5.

## Zu 6.3.3 Modulausrichtung Abregelungsverluste

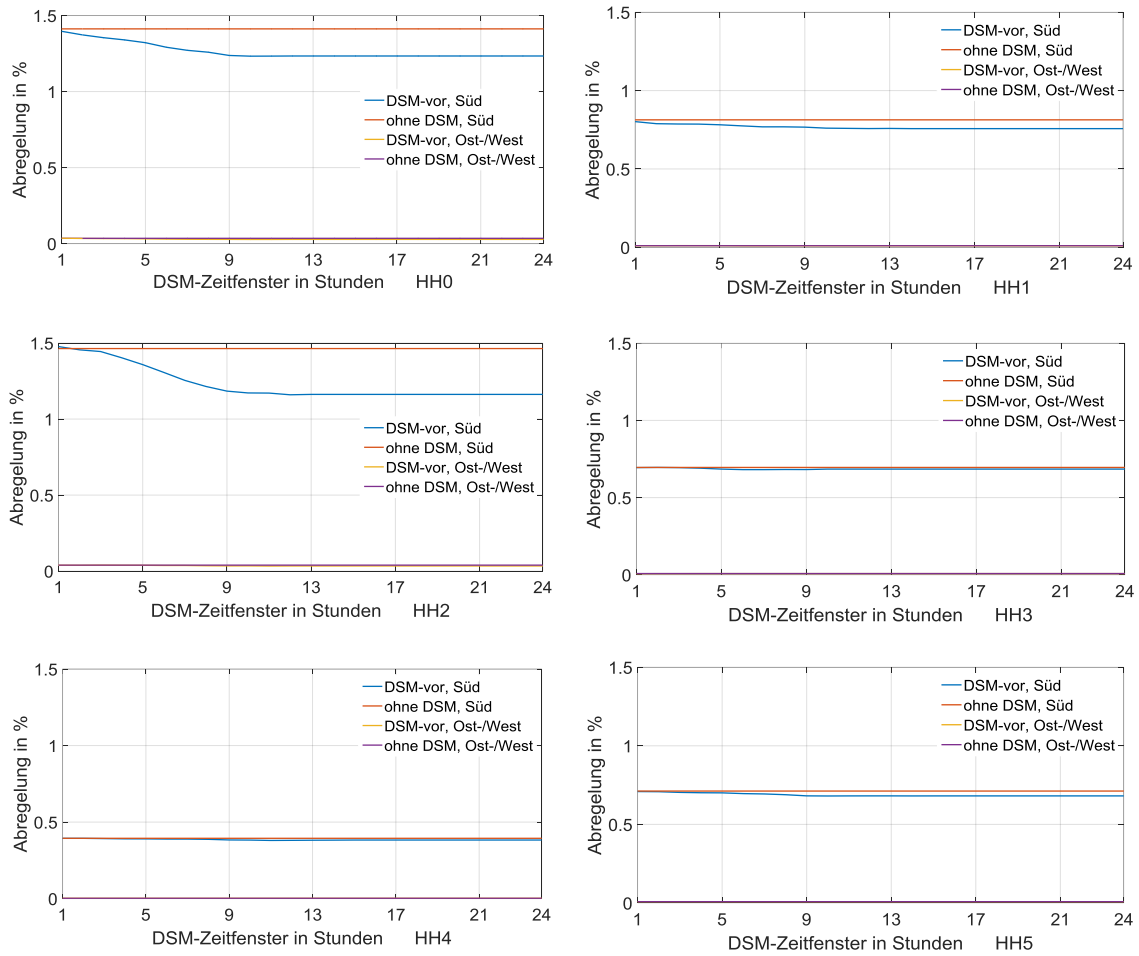


Abbildung 69: Abregelungsverluste in Abhängigkeit von der Modulausrichtung, HH0- HH5 bei 70 % Abregelungsgrenze.

## Zu 6.3.4 Ergebnisse Modulausrichtung, tabellarisch

Tabelle 14: Zusammenfassung der Ergebnisse Simulationsauswertung: Modulausrichtung.

Haushalt	Größe	Anfangswert in %		Simulation „DSM_vor“-Süd in %		Simulation „DSM_vor“-O/W in %	
		Süd	O/W	6h	12h	6h	12h
H0	e	27,5	32,8	30	30,7	34,5	35
	a	28,2	28,2	30,8	31,5	30,4	31
H1	e	27,1	32,4	28,1	28,4	33,5	33,7
	a	27,7	27,9	28,9	29,2	28,9	29,1
H2	e	26,8	30,6	31,6	33,2	33	33,7
	a	27,5	29,2	32,7	34,5	31,7	32,4
H3	e	27,5	32,8	28,3	28,4	33,6	33,7
	a	28,1	28,2	29	29,1	28,9	28,9
H4	e	26,8	32,2	27	27,1	32,4	32,5
	a	27,4	27,6	27,7	27,7	27,9	27,9
H5	e	26,7	32	27,5	27,8	32,9	33,1
	a	27,3	27,5	28,1	28,5	28,3	28,5

Die größten Werte der Ergebnisse sind orange markiert.

Die kleinsten Werte der Ergebnisse sind gelb markiert.

## Zu 6.3.5 Ergebnisse Anzahl der DSM-Geräte, tabellarisch

Tabelle 15: Zusammenfassung der Ergebnisse Simulationsauswertung: Geräteanzahl.

Code	Größe	Anfangswert in %	Simulation „DSM_vor“	
			6h	12h
H0	e	27,5	30,0	30,7
	a	28,2	30,8	31,5
H1	e	27,1	28,1	28,4
	a	27,7	28,9	29,2
H2	e	26,8	31,6	33,2
	a	27,5	32,7	33,4
H3	e	27,5	28,3	28,4
	a	28,1	29	29
H4	e	26,8	27,0	27,1
	a	27,4	27,7	27,7
H5	e	26,7	27,5	27,8
	a	27,3	28,2	28,5



## Anhang Kapitel 7

### Zu 7.1.1 Autarkiegrad Simulation DSM mit Batteriespeicher

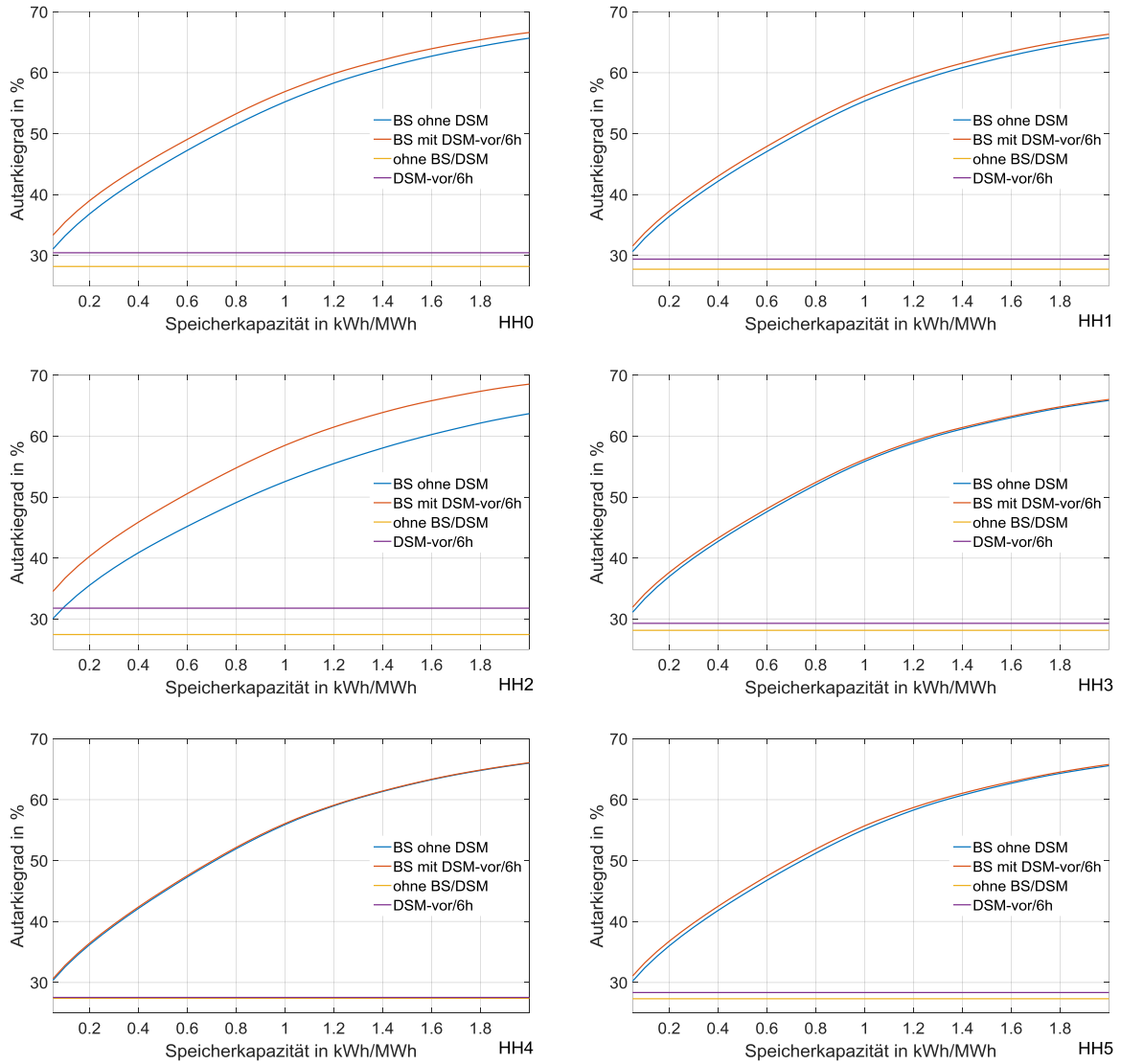


Abbildung 70: Auswirkungen eines Batteriespeichers (BS) auf den Autarkiegrad. HH0-HH5.

Zu 7.1.2 Eigenverbrauchsanteil Simulation DSM mit Batteriespeicher

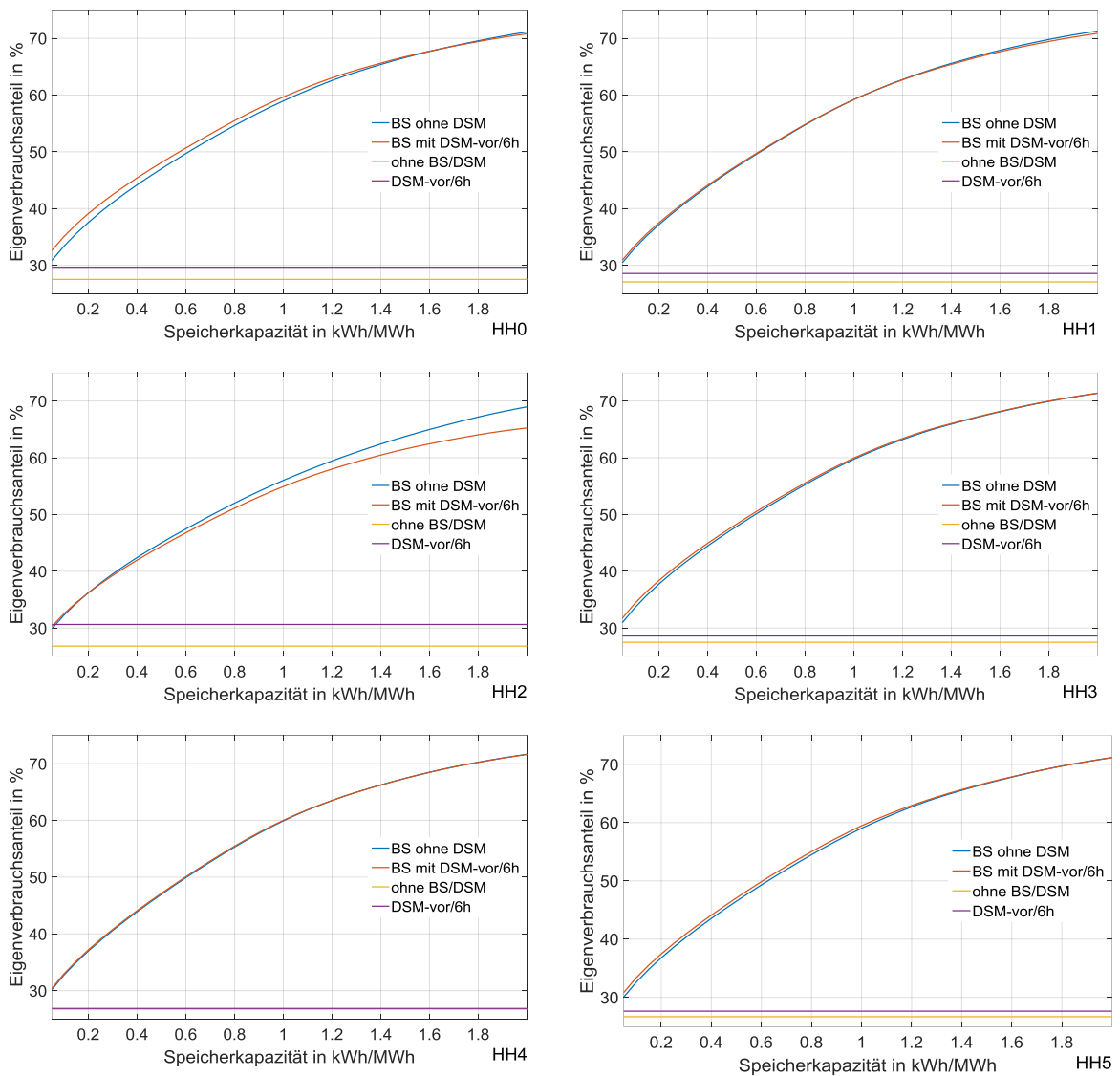


Abbildung 71: Auswirkungen eines Batteriespeichers (BS) auf den Eigenverbrauchsanteil. HH0-HH5.

## Zu 7.1.3 Abregelungsverluste

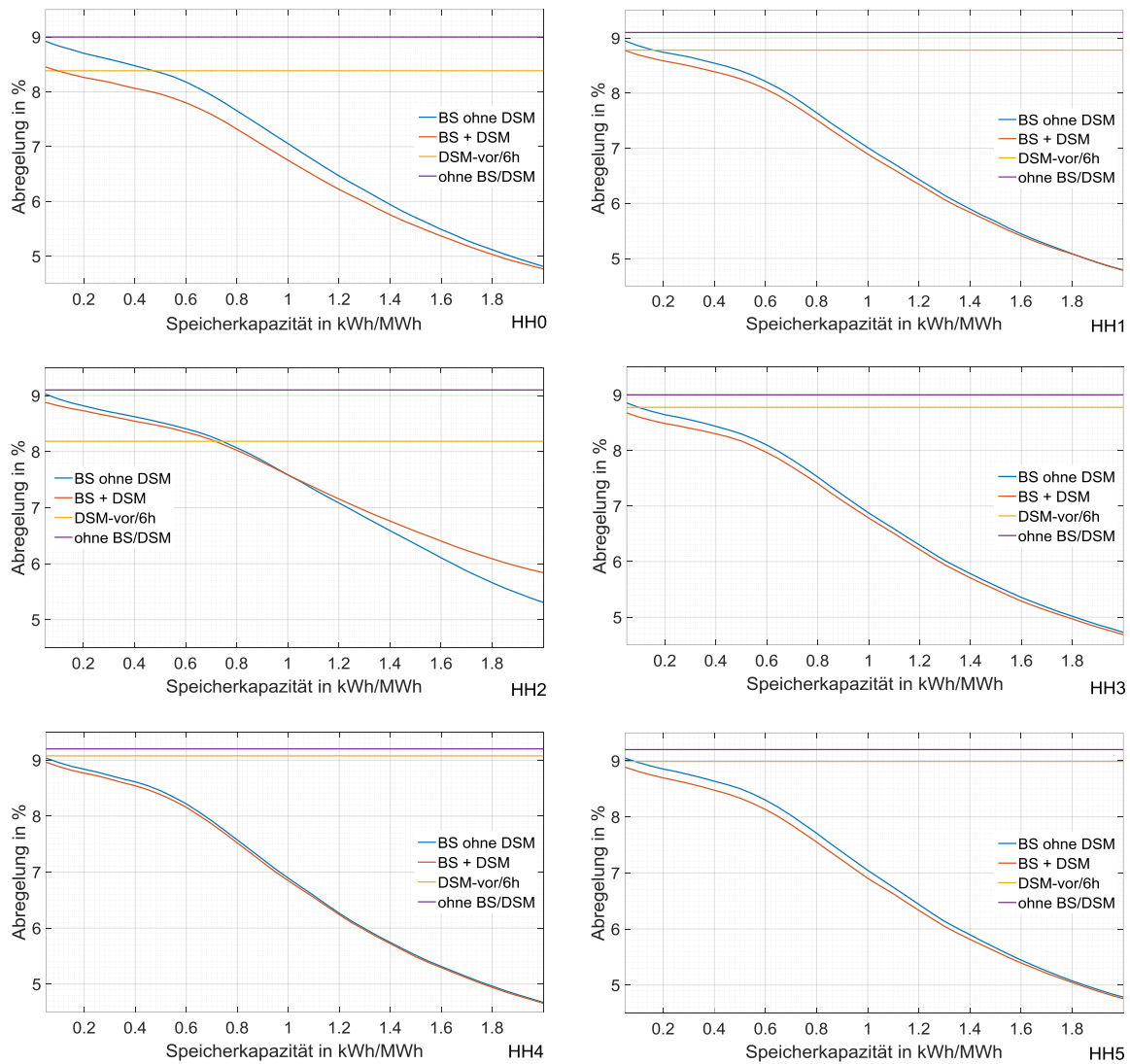


Abbildung 72: Auswirkungen eines Batteriespeichers (BS) auf die Abregelungsverluste bei 50 % Abregelungsgrenze. HH0-HH5.

Zu 7.1: Ergebnisse Autarkiegrad, Eigenverbrauchsanteil, Abregelungsverluste für Batteriespeichersimulation, tabellarisch

Tabelle 16: Zusammenfassung der Ergebnisse der Batteriespeichersimulation für spezifische Speicherkapazitäten von 0,5 kWh/MWh und 1 kWh/MWh.

Haushalt	Größe in %	Anfangswert	Batteriespeicher	
			0,5 kWh/MWh	1 kWh/MWh
HH0	e	27,5	47	59
	a	28,2	45	55,2
	v	9	8,4	7,1
HH1	e	27,1	47,1	59,3
	a	27,7	44,7	55,3
	v	9,1	8,4	7
HH2	e	26,8	45	56
	a	27,5	43,1	52,6
	v	9,1	8,5	7,6
HH3	e	27,5	47,8	59,9
	a	28,1	45,2	55,9
	v	9	8,3	6,9
HH4	e	26,8	47,2	60
	a	27,4	45,1	56,1
	v	9,2	8,4	6,9
HH5	e	26,7	47,1	59
	a	27,3	44,3	55,1
	v	9,2	8,5	7,1

## Anhang Kapitel 8

Zu 8.1 tabellarische Zusammenfassung Einsparungen.

Tabelle 17: Zusammenfassung maximale und minimale Einsparungen.

	<b>Einsparungen</b>		
	Bezug	kWh/a	€/a
<b>DSM</b>	ZF6	10-605	2,9-175
	ZF12	13-636	3,7-184
<b>Speicher</b>	$C_{\text{Bat}} = 0,5$	577-601	167-174
	$C_{\text{Bat}} = 1$	949-997	275-289
<b>Spei- cher+"DSM_vor/6"</b>	$C_{\text{Bat}} = 0,5$	587-1071	170-310
	$C_{\text{Bat}} = 1$	956-1460	277-423
<b>Spei- cher+"DSM_vor/12"</b>	$C_{\text{Bat}} = 0,5$	588-1093	170-317
	$C_{\text{Bat}} = 1$	957-1477	277-428

Zu 8.2: Zusammenfassung der Eingangsdaten der Potenzialhochrechnung

Tabelle 18: Dateninput Szenarien HH, EFH und PV aus Tabelle 17.

	Einsparung in kWh/HH	
	min	max
DSM	10	605
Speicher	949	997
DSM + Speicher	956	1460

## Zu 8.2.1: tabellarische Darstellung der Ergebnisse Szenario HH

Tabelle 19: Ergebnisse Szenario HH.

	Anzahl Haushalte, in Millionen					
	20 %		50 %		100 %	
	8,04		20,1		40,2	
	GWh					
	min GWh	max GWh	min GWh	max GWh	min GWh	max GWh
DSM	80	4864	201	12161	402	24321
Speicher	7630	8016	19075	20040	38150	40079
DSM+Speicher	7686	11738	19216	29346	38431	58692
	MW					
	min MW	max MW	min MW	max MW	min MW	max MW
DSM	9	555	23	1388	46	2776
Speicher	871	915	2178	2288	4355	4575
DSM+Speicher	877	1340	2194	3350	4387	6700
	Euro					
	min Mio. €	max Mio. €	min Mio. €	max Mio. €	min Mio. €	max Mio. €
DSM	23,3	1.410,6	58,3	3.526,5	116,6	7.053,1
Speicher	2.212,7	2.324,6	5.531,7	5.811,5	11.063,4	11.623,0
DSM+Speicher	2.229,0	3.404,1	5.572,5	8.510,3	11.145,0	17.020,7

Tabelle 20: Zusammenfassung der Ergebnisse Szenario HH in: GWh technisches Verschiebepotenzial und MW vermeidbares Erzeugungspotenzial. Extraktion aus Tabelle 19

	20 %		50 %		100 %	
	GWh min	GWh max	GWh min	GWh max	GWh min	GWh max
<b>DSM</b>	80	4864	201	12161	402	24321
	MW min	MW max	MW min	MW max	MW min	MW max
<b>DSM</b>	9	555	23	1388	46	2776

Orange: Technisches Gesamtpotenzial für die untersuchte Gerätegruppe in Deutschland

## Zu 8.2.2: tabellarische Darstellung der Ergebnisse Szenario EFH

Tabelle 21: Ergebnisse Szenario EFH.

	Anzahl EFH, in Millionen					
	20 %		50 %		100 %	
	2,412		6,03		12,06	
	in GWh					
	min GWh	max GWh	min GWh	max GWh	min GWh	max GWh
DSM	24	1459	60	3648	121	7296
Speicher	2289	2405	5722	6012	11445	12024
DSM+Speicher	2306	3522	5765	8804	11529	17608
	in MW					
	min MW	max MW	min MW	max MW	min MW	max MW
DSM	2,8	166,6	6,9	416,5	13,8	832,9
Speicher	261,3	274,5	653,3	686,3	1306,5	1372,6
DSM+Speicher	263,2	402,0	658,1	1005,0	1316,1	2010,0
	in Euro					
	min Mio. €	max Mio. €	min Mio. €	max Mio. €	min Mio. €	max Mio. €
DSM	7,0	423,2	17,5	1.058,0	35,0	2.115,9
Speicher	663,8	697,4	1.659,5	1.743,5	3.319,0	3.486,9
DSM+Speicher	668,7	1.021,2	1.671,8	2.553,1	3.343,5	5.106,2

Tabelle 22: Zusammenfassung der Ergebnisse Szenario EFH in: GWh technisches Potenzial und MW entsprechende Erzeugungsleistung. Extraktion aus Tabelle 21.

	20 %		50 %		100 %	
	GWh min	GWh max	GWh min	GWh max	GWh min	GWh max
DSM	24	1459	60	3648	121	7296
	MW min		MW max		MW min	
	MW min	MW max	MW min	MW max	MW min	MW max
DSM	3	167	7	417	14	833

## Zu 8.2.3: tabellarische Darstellung der Ergebnisse Szenario PV

Tabelle 23: Ergebnisse Szenario PV.

	Anzahl HH mit PV-Erzeugung, in Millionen					
	20 %		50 %		100 %	
	0,18492		0,4623		0,9246	
	in GWh					
	min GWh	max GWh	min GWh	max GWh	min GWh	max GWh
DSM	1,8	111,9	4,6	279,7	9,2	559,4
Speicher	175,5	184,4	438,7	460,9	877,4	921,8
DSM+Speicher	176,8	270,0	442,0	675,0	883,9	1349,9
	in MW					
	min MW	max MW	min MW	max MW	min MW	max MW
DSM	0,2	12,8	0,5	31,9	1,1	63,9
Speicher	20,0	21,0	50,1	52,6	100,2	105,2
DSM+Speicher	20,2	30,8	50,5	77,1	100,9	154,1
	in Euro					
	min Mio. €	max Mio. €	min Mio. €	max Mio. €	min Mio. €	max Mio. €
DSM	0,5	32,4	1,3	81,1	2,7	162,2
Speicher	50,9	53,5	127,2	133,7	254,5	267,3
DSM+Speicher	51,3	78,3	128,2	195,7	256,3	391,5

Tabelle 24: Zusammenfassung der Ergebnisse Szenario PV in: GWh technisches Potenzial und MW entsprechende Erzeugungsleistung. Extraktion aus Tabelle 22.

Haushalte	20 %		50 %		100 %	
	GWh min	GWh max	GWh min	GWh max	GWh min	GWh max
DSM	1,8	112	4,6	280	9,2	559
Haushalte	min MW	max MW	min MW	max MW	min MW	max MW
	DSM	0,2	13	0,5	32	1