

NEUE ENERGIEN 2020

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

01/04/2014

Projekttitlel:

aDSM - Aktives Demand-Side-Management
durch Einspeiseprognose

Projektnummer: 834612



Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



Ausschreibung	5. Ausschreibung NEUE ENERGIEN 2020
Projektstart	01/03/2012
Projektende	31/01/2014
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	23 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	TU Wien Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
AnsprechpartnerIn	Univ.Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik
Postadresse	Gußhausstr. 25, E370-1, 1040 Wien
Telefon	+43 (1) 58801 370111
Fax	+43 (1) 58801 370199
E-mail	wolfgang.gawlik@tuwien.ac.at
Website	http://www.ea.tuwien.ac.at/projekte/adsm/

aDSM

Aktives Demand-Side-Management durch Einspeiseprognose

AutorInnen:

Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik
Dr.techn. Christoph Groß
DI Markus Litzlbauer
DI Christoph Maier
Dr.techn. Andreas Schuster
DI Franz Zeilinger

Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik

Mag. Alexander Kann
Dr. Ingo Meirold-Mautner

Vorarlberger Elektroautomobil Planungs- und BeratungsGmbH

DI Gerhard Günther
DI (FH) Christian Eugster
Dipl.-HTL-Ing. Reinhard Nennung
Ing. Johannes Scalet
Philipp Österle. BSc
Heinrich Jussel

Austrian Power Grid AG

DI Christoph Karner
Gernot Wolfram
Ing. Helmut Petschauer

Kurzfassung

Demand-Side-Management (DSM) wird häufig mit den Zielsetzungen der Spitzenlastverringering sowie der Lastgangglättung verbunden. Im Projekt aDSM hingegen wird das Ziel verfolgt, mit DSM einen möglichst flexiblen elektrischen Lastgang zu erreichen, welcher sich an die gegebene volatile elektrische Einspeisung regenerativer Erzeuger anpasst.

Wesentliches Element hierfür ist eine Einspeiseprognose für regenerative Erzeugungseinheiten. Diese wird benötigt, damit die vorhandenen Lastverschiebungspotenziale aktiv und vorausschauend eingesetzt werden können.

Als Ausgangssituation werden verschiedene Modellsiedlungsstrukturen mit einem hohen regenerativen Anteil untersucht. Die DSM-Potenziale werden neben dem Haushaltssektor vor allem im Bereich der Elektromobilität gesucht. Die Elektromobilität eignet sich zukünftig sowohl aufgrund der energetischen Potenziale als auch aufgrund der flexiblen Ladestrategien ideal für einen DSM-Einsatz und ist daher essentieller Bestandteil dieses Projektkonzepts.

Mit DSM sollen die Siedlungen inkl. der darin befindlichen Elektrofahrzeuge weitestgehend die fluktuierende Erzeugung lokal ausgleichen, um so die überlagerten Netze zu entlasten. Mit einer Netzsimulation wird hierzu der Effekt der Verteilung von DSM-Einheiten für verschiedene Netzstrukturen beurteilt werden.

Im Projekt aDSM wird einerseits gezeigt, welche DSM-Potenziale (Haushalt und E-Mobilität) vorhanden sind und andererseits bewertet, wie sehr der benötigte Speicherbedarf sowie die Netzbelastung durch intelligentes Einsetzen dieser Potenziale reduziert werden kann.

Diese Analysen werden in hierarchisch kaskadierbaren Systemen durchgeführt um die DSM-Potenziale ausgehend vom Niederspannungs- bis zum Übertragungsnetz geordnet abrufen zu können. Hierbei wird im Projekt aDSM ein dezentraler Ansatz mit überlagerter Kommunikation gewählt.

Wertvoll ergänzt werden diese Analysen durch eine praktische Demo-Umsetzung des aDSM-Systems auf der Ebene eines Netzknotens anhand eines Firmenparkplatzes mit Elektrofahrzeugen und PV-Anlage. Hierbei wird die Funktionstüchtigkeit der Regelung in der untersten Netzebene gezeigt. Auf diesen Erkenntnissen aufbauend soll in zukünftigen Projekten auch höhere Systemebenen näher erforscht und umgesetzt werden.

Abstract

Demand side management (DSM) is often associated with the objectives of reducing peak load and smoothing the load curve. The goal of the project aDSM, however, is to achieve with DSM a very flexible electric load profile which adapts to the given volatile supply of renewable sources. An essential element of this is renewable generation forecast, to use the existing load shifting potentials active and anticipatory.

As initial situation, various model settlement patterns with high proportion of renewable supply are examined. The DSM potentials are sought in addition to the household sector, especially in the field of electric vehicles. The electric mobility, which is an essential component of this project concept, is ideal for future use of DSM because of the energy potential as well as the flexible charging strategies. With DSM the settlements inclusive therein electric vehicles largely offset the fluctuating renewable generation locally in order to relieve the upper grids. With grid simulations the effects of the distribution of DSM units are evaluated for different network structures.

In the project aDSM the existing DSM potential (household and electric vehicles) is determined. With intelligently using these potentials is assessed, how much the energy storage demand and the grid load can be reduced. This analysis will be performed in hierarchical cascading systems using the existing DSM potentials started with the low voltage grid up to the transmission grid. Therefore the project aDSM use a decentralized approach with superimposed communication.

This analysis is supplemented by implementing a practical demonstration of the aDSM system at the level of a network node based on a company parking space with electric vehicles and photovoltaic system. The goals are to show the functionality of the system in the lowest level and to implement the findings in future projects also in higher levels.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	4
Abstract	5
Inhaltsverzeichnis	6
1 Einleitung	8
1.1 Zielsetzungen und Schwerpunkte des Projektes	9
1.2 Aufbau und Methodik des Projektes	9
1.3 Einordnung in das Programm	12
2 Inhaltliche Darstellung.....	14
2.1 Modellsiedung und Netzstruktur.....	14
2.1.1 Siedlungszusammenstellung	14
2.1.2 Netzstruktur.....	17
2.1.3 Gebäudeverteilung.....	18
2.2 Geräteausstattung im Haushalt.....	20
2.2.1 Haushaltskategorien	20
2.2.2 Mittlere Geräteausstattung.....	22
2.2.3 Geräteausstattung in der Modellsiedlung	23
2.2.4 Effizienzscenarien	24
2.3 Verbrauchsverhalten von Haushaltsgeräten	25
2.3.1 Datengrundlage	26
2.3.2 Modellierung und Simulation der Geräte	48
2.3.3 Simulationsergebnisse	67
2.3.4 Vergleich der Ausstattungsgrade	70
2.3.5 Beispiel für Geräteprofile	71
2.3.6 Zusammenfassung Verbrauchsverhalten	72
2.4 Demand Side Management Potenziale von Haushaltsgeräten.....	72
2.4.1 DSM-Parameter	73
2.4.2 DSM-Profile.....	74
2.5 Demand Side Management Potenziale von Elektrofahrzeugen.....	75
2.5.1 Auswahl und Aufbereitung der Mobilitätsdaten.....	75
2.5.2 Berechnung der Mobilitätsprofile	76
2.5.3 Definition der E-Mobilitätsszenarien	82
2.5.4 Modellierung der Batterieladezustände	84
2.5.5 Regeln für DSM-Potenziale von E-Fahrzeuge (D2.2).....	86
2.6 Evaluierung und Optimierung der Erzeugungsprognose	87
2.6.1 Modellierung mit ALARO und INCA.....	87
2.6.2 Validierung und Entwicklung neuer Verfahren zur Verbesserung von Wind- und Globalstrahlungsprognose	94

2.7	Modellierung dezentraler Erzeugungsanlagen.....	104
2.7.1	Verteilung der Einspeisung im Modellnetz.....	104
2.7.2	Modell der PV-Einspeisung.....	107
2.7.3	Datenanalyse.....	108
2.7.4	Modellanalyse.....	111
2.7.5	Modellierung.....	112
2.7.6	Gesamtprognosefehler für lokale und globale Vorhersage.....	115
2.7.7	Windleistungsprognose.....	126
2.8	Demand Side Management im Haushalt.....	129
2.8.1	Theoretisches und praktisch nutzbares DSM-Potenzial.....	129
2.8.2	Formulierung des Optimierungsziels.....	130
2.8.3	Optimierungsmodell.....	133
2.8.4	Ergebnisse – Optimierung.....	138
2.8.5	Lokaler aDSM Modellansatz.....	152
2.8.6	Ergebnisse – lokales aDSM Modell.....	159
2.8.7	Ergebnisse im Vergleich.....	170
2.8.8	Fazit.....	173
2.9	Koordination Gesamtsystem.....	174
2.9.1	Entwurf Systemhierarchie.....	175
2.9.2	Ausgleichsmöglichkeiten zwischen Verteilnetzbereichen.....	176
2.9.3	Netzbelastung im Nieder- und Mittelspannungsnetz.....	179
2.9.4	Speicherbedarf.....	184
2.10	Demo-Umsetzung des aDSM-Systems.....	188
2.10.1	Installation aller relevanten Geräte (Messgeräte, Logikschnittstellen).....	188
2.10.2	Schnittstelle des aDSM-Systems und der Demonstrationsumgebung.....	190
2.10.3	Messung der Funktionstüchtigkeit.....	192
2.10.4	Erkenntnisse und Ausblick.....	194
3	Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....	196
4	Ausblick und Empfehlungen.....	201
5	Literaturverzeichnis.....	202
6	Anhang.....	207
6.1	Schaltplan des aDSM-Netzes.....	207
7	Kontaktdaten.....	208

1 Einleitung

Die Erweiterung des Anteils der erneuerbaren Energiequellen an der Stromerzeugung und die Entwicklung emissionsfreier Fahrzeuge, deren Antrieb aus diesen Quellen gespeist wird, ist eine der wichtigsten Aufgaben für eine klimapolitische Zukunft. Die österreichische Bundesregierung unternimmt mit der „Energiestrategie“ und dem „Nationalen Einführungsplan Elektromobilität Österreich“ dementsprechende Maßnahmen, um die Markteinführung von elektrisch betriebenen Fahrzeugen und die Reduktion der CO₂-Emissionen in Österreich zu beschleunigen.

Mit dem steigenden Anteil regenerativ erzeugter Strommengen erhöht sich auch der Bedarf an Netzausbauten sowie Energiespeichern. So führt ein erhöhter Anteil dezentraler – in der Stromproduktion zum Teil stark schwankender – Energieerzeugungseinheiten einerseits zu einer höheren Belastung des Stromnetzes, andererseits zu erheblichen Unregelmäßigkeiten im Energieangebot. Vor allem die Netzeinspeisung von Photovoltaikanlagen ist sowohl durch eine hohe Volatilität als auch durch eine verhältnismäßig geringe Volllaststundenzahl gekennzeichnet. Je nach Grad der energetischen Deckung können die Einspeisespitzen jene des Verbrauchs um ein Vielfaches übersteigen. Dies führt einerseits zu einer hohen Netzbelastung (thermisch Belastung; Spannungsqualität). Ein Netzausbau oder eine dafür notwendige flächendeckende und umfangreiche Installation von Energiespeichern würde keine wirtschaftliche Lösung für diese phasenweise Überlastung darstellen.

Selbst bei österreichweiter Betrachtung kann die maximale Einspeisung der Photovoltaikanlagen bei rund 60 bis 70% der gesamten installierten PV-Leistung liegen. Der großräumige Ausgleichseffekt bewirkt eine Verringerung der gleichzeitig eingespeisten Leistung. Dennoch stellen diese 60 bis 70% der installierten PV-Leistung bei einer massiven Integration von Photovoltaikanlagen eine hohe Erzeugungslleistung dar, welche in sinnvoller Art und Weise im Netz eingespeist und verbraucht werden muss.

Neben der Verwertung der hohen Leistungsspitzen der erneuerbaren Energiequellen kann auch die Integration der Elektromobilität bei zukünftigen Ladeleistungen (11 kW) im ungesteuerten Fall zu Überlastungen in Niederspannungsnetzen führen, da diese meist gleichzeitig mit der Haushaltsabendspitze und im Allgemeinen nicht gleichzeitig mit der Einspeisung von erneuerbaren Energiequellen auftreten. Ein stark negativer Effekt durch den zukünftigen Elektromobilitätsverbrauch wäre eine Erhöhung der thermischen Spitzen- und Grundlastkraftwerksleistungen aus Gas, Kohle und Atomenergie. Die Steuerung der Ladeleistung muss demnach unbedingt mit der Prognose und tatsächlichen erneuerbaren Erzeugung gekoppelt werden.

Mit dem Projekt aDSM sollen die Probleme der Netzbelastung entgegengewirkt werden. Im Mittelpunkt steht erzeugernahe Anpassung des Verbrauchs an die dargebotsabhängige Erzeugung. Neben den positiven lokalen Effekten (Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils von Photovoltaikanlagen) werden gleichzeitig global (Verteil- und Übertragungsnetz) den Erzeugungsspitzen entgegengewirkt und die vorhandene Einspeisung sinnvoll verwertet.

1.1 Zielsetzungen und Schwerpunkte des Projektes

Das Projekt aDSM hat sich basierend auf die Problemstellung folgende Zielsetzungen und Schwerpunkte gesetzt:

- Bestimmung des verfügbaren DSM-Potenzials im Haushalt nach Tages- und Jahreszeit (Modellsiedlungen und Geräteausstattung bestimmen)
- Bestimmung des verfügbaren DSM-Potenzials der E-Fahrzeuge im Tagesverlauf
- Entwicklung und Adaptierung von Prognoseverfahren zur Verbesserung der räumlichen und zeitlichen Auflösung
- Bestimmung der gesamten Erzeugungsprognosefehler für lokale und globale Vorhersagen (Verteilung der Einspeisung im Modellnetz festgesetzt und Modell der PV-Einspeisung erstellt)
- Erstellung des lokalen aDSM Modells (Theoretisches und praktisch nutzbares DSM Potenzial bestimmt und Formulierung des Optimierungsziels getroffen)
- Ganzheitliche Netzbelastungen und Speicherbedarf im Nieder- und Mittelspannungsnetz ermittelt (Entwurf Systemhierarchie fertiggestellt und Ausgleichsmöglichkeiten zwischen Verteilnetzbereichen festgehalten)
- Funktionstüchtigkeit des aDSM-Systems in der Demoumsetzung überprüft (Alle relevanten Geräte installiert und Schnittstelle des aDSM-Systems definiert)
- Durchführung eines nationalen Workshops zur Verbreiterung des erhaltenen Wissens

1.2 Aufbau und Methodik des Projektes

In einem ersten Schritt wird die benötigte Energiedienstleistung eines einzelnen Haushalts und der betrachteten Siedlung ermittelt. Aus diesen benötigten Energiedienstleistungen kann der zukünftige Bedarf an Elektrizität moderner Verbraucher bestimmt werden. Sowohl die Geräteausstattung als auch das Verbraucherverhalten bestimmen maßgeblich das Demand-Side-Management (DSM) Potenzial. Bei vielen „Verbraucher-Typen“ ist das DSM-Potenzial nur dann verfügbar, wenn eine Energiedienstleistung erfüllt werden soll. Sowohl das Verbrauchsverhalten als auch die aktuelle Geräteausstattung wurde in Form von Fragebögen im Projekt „ADRES-Concept“ bereits durchgeführt. Diese Fragebogenerhebung wird bezüglich der relevanten Verbrauchsgruppen ausgewertet.

Die Verbraucher im Haushalt können grob in zwei Gruppen geteilt werden. Die erste Gruppe besitzt einen „Leistungsbedarf“ im Betriebsfall. Hierzu zählen vor allem die Sektoren „Beleuchtung“, „Unterhaltungselektronik“ und „private Büro-Ausstattung“. Diese Geräte können in ihrem Einsatzzeitpunkt nicht verschoben werden. Es sind hier die Potenziale in der zeitweisen Verringerung der Leistungsaufnahme zu suchen. Im Gegensatz dazu besitzt die zweite Gruppe einen bestimmten „Energiebedarf“. Dies ist vor allem in den Sektoren „Waschen und Trocknen“, „Kühlen und Gefrieren“ sowie „elektrische Warmwasseraufbereitung und Heizung“ der Fall. Diese Gruppe ist dadurch charakterisiert, dass der Energiebedarf

des Betriebs nicht beeinflusst werden kann. Allerdings besteht die Möglichkeit, den Einsatzzeitpunkt in gewissen Bereichen zu verschieben.

Zu Beginn müssen die Modellsiedlungen und die Geräteausstattungen festgelegt und bestimmt werden. Anschließend wird das Verbrauchsverhalten analysiert, indem die Lastprofile für die unterschiedlichen Geräteausstattungen modelliert werden.

Parallel zur Erhebung der DSM-Potenziale der Haushalte wird auch die Elektromobilität diesbezüglich analysiert. Dabei zählen die Elektrofahrzeuge zur Gruppe der Verbraucher, deren Energiebedarf auf Grund der notwendigen Mobilitätserfüllung nicht beeinflusst werden darf. Durch intelligente Ladesteuerung kann jedoch der Ladezeitpunkt oder die -leistung verändert werden. Jedoch nur dann, wenn das Auto mit dem Netz verbunden ist. Diese Zeitbereiche sind vor allem vom Ausbau der Ladeinfrastruktur und der Kundenmotivation abhängig. Hierbei werden die Erfahrungen aus den Modellregionen VLOTTE und ElectroDrive Salzburg mittels Expertengesprächen einfließen und darauf aufbauend Ladeinfrastrukturausbauszenarien definiert.

Durch mehrere Vorprojekte besitzt das Projektkonsortium umfangreiche Mobilitäts-Stichtagserhebungen aus Niederösterreich, Salzburg, Vorarlberg und Deutschland sowie eine Vielzahl von Langzeiterhebungen des privaten und dienstlichen PKW-Verkehrs in Wien, Niederösterreich, Salzburg und Vorarlberg. Diese Daten umfassen nicht nur die zurückgelegten Kilometer sondern auch die für das Laden relevanten Informationen über die Standorte und -zeiten. Mit Hilfe einer bereits entwickelten Simulationssoftware (MATLAB) kann aus diesen Mobilitätsdaten unter der Annahme verschiedener Ladeinfrastrukturausbauszenarien (H ... Home, W ... Work) zuerst die relevanten Informationen extrahiert werden um dann die Batterieladezustände (SOC) und das notwendige Ladeleistungsprofil zu erstellen.

Hierbei wird in erster Instanz der ungesteuerte Fall betrachtet um darauf aufbauend diverse Ladestrategien (Load Levelling und Laden in Erzeugungsspitzen) der Elektrofahrzeuge durchzuführen. Die dafür notwendigen E-Fahrzeugdurchdringungen und deren Batteriegrößen werden mittels nationalen und internationalen Recherchen definiert.

Für das „vorausschauende“ aDSM-System ist eine Einspeiseprognose notwendig. Die Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) betreibt das numerische Wettervorhersagemodell ALARO5-AUSTRIA (Prognosefrist bis +3 Tage) sowie das Nowcastingsystem INCA (Integrated Nowcasting Through Comprehensive Analysis) operationell. Die Güte von Wind- und Globalstrahlungsvorhersage, besonders in Abhängigkeit von räumlicher und zeitlicher Auflösung dieser numerischen Vorhersagemodelle, wird durch eine stationsbezogene Validierung ermittelt. Es können somit auch Aussagen über die regionalspezifische Qualität und die Unsicherheiten der Prognosen gemacht werden.

Durch die Zuhilfenahme von statistischen Werkzeugen (z.B.: Korrelation) können wetter- und strömungsabhängige Validierungen der Modelle und Methoden vorgenommen werden, um so Über- bzw. Unterschätzung, die durch spezielle Wetterlagen bedingt sind, festzustellen. Postprocessing Methoden wie beispielsweise Bias-Korrekturen werden darauf aufbauend implementiert.

Besonders im komplexen topographischen Gelände können stationsbezogene statistische Verfahren den direkten NWP-Modelloutput erheblich verbessern. Beruhend auf den zuvor ermittelten Ergebnissen werden statistische Verfahren entwickelt, die die numerischen Vorhersagen für verschiedene Prognosehorizonte optimieren.

Durch den Vergleich von Stationsmessungen und dem Modelloutput von probabilistischen Prognosen (z.B.: Ensemble Prognose Systeme wie ALADIN-LAEF) kann validiert werden, in wie weit die dadurch erzielbare Erweiterung des Informationsgehaltes von deterministischen Vorhersagen für die Vorhersagen im Energiesektor maßgeblich sind.

Basierend auf der Prognose baut die Modellierung der dezentraler Erzeugungsanlagen auf. In einem ersten Schritt werden die Anforderungen an die Prognosegüte für unterschiedliche Rahmenbedingungen bewertet. Als entscheidender Punkt ist hier sicherlich der Anteil der regenerativen Erzeugung an der Gesamterzeugung zu nennen. Im Projekt aDSM wird vor allem die lokale Prognose für Einzelanlagen sowie Siedlungen betrachtet und dabei der Fokus auf die dezentrale Einspeisung aus Photovoltaikanlagen gelegt.

Im Projekt aDSM wird mit Demand-Side-Management das Ziel verfolgt, einen möglichst flexiblen Lastgang zu erreichen, welcher sich an die gegebene volatile Einspeisung regenerativer Erzeuger anpasst. Dabei werden die beiden Kenngrößen „Eigenverbrauchsanteil“ und „Autarkiegrad“ besonders beleuchtet.

Der effiziente Einsatz der DSM-Potenziale kann unterschiedliche Ziele verfolgen. Wenn an einem betrachteten Netzknoten sowohl ein Einspeiser, ein Verbraucher sowie die Prognoseinformation zur Verfügung steht kann lokal entsprechend folgender Kriterien optimiert werden:

- Maximierung des Eigenverbrauchsanteils der lokalen Erzeugung
- Minimierung der Einspeiseleistung
- Minimierung der Differenz aus maximaler und minimaler Leistung am Knoten

Basierend auf den lokal optimierten Einsatz der DSM-Potenziale wird in weiterer Folge eine Gesamtsystembetrachtung durchgeführt werden. Dabei werden folgende Ziele verfolgt:

- Reduzierung der Netzbelastung im Verteil- und Übertragungsnetz
- Reduzierung des Speicherbedarfs im Energiesystem

Ab einer bestimmten Netzgröße spricht die Vielzahl an steuerbaren Verbrauchern gegen einen zentralen Steuerungsansatz. Daher wird im Projekt aDSM ein dezentraler Ansatz mit überlagerter Kommunikation gewählt. Die Umsetzung der Kommunikation zwischen den Elementen wird im Projekt aDSM nicht untersucht. Es wird hierbei von einer funktionierenden Kommunikation ausgegangen. Im Einzelhaushalt werden lokal die Verbraucher entsprechend der Zielvorgabe an die lokale Erzeugung in diesem Netzknoten angepasst. Dieses einzelne aktive DSM-System mit lokalen Optimierungskriterien ist nun eine weitere DSM-Systemebene überlagert.

Mit dieser Systemstruktur wird erreicht, dass zunächst lokale Effekte berücksichtigt werden. Dazu zählen vor allem thermische Belastungen der Betriebsmittel als auch die Spannungshaltung im Niederspan-

nungsnetz. Die überlagerte Ebene am Ortsnetztransformator ist für den optimalen Energieaustausch über die Siedlungsgrenze hinweg zuständig. So ist ein gegenseitiges Aushelfen benachbarter Siedlungen durch Energieaustausch möglich.

Abschließend wird das Konzept des aktiven DSM-Systems auf der Ebene eines Netzknotens anhand eines Firmenparkplatzes mit Elektrofahrzeugen und PV-Anlage als Demonstration umgesetzt und getestet. Die fahrzeugexakte aDSM-Steuerung wird mittels bereits vorhandener Kommunikation zwischen Elektroauto und Netz den optimalen Ladezeitpunkt auch in Abhängigkeit des Batterieladestands (SOC) mittels entwickelter PV-Einspeiseprognose ermitteln und die Ladeleistung entsprechend anpassen.

1.3 Einordnung in das Programm

Das industrielle Forschungsprojekt aDSM orientiert sich an den drei grundlegenden Ausrichtungen des Forschungs- und Technologieprogramms „Neue Energien 2020“ (5. Ausschreibung) wie folgt:

Energiestrategische Ziele:

Durch die Ergebnisse des Projekts aDSM können mehr erneuerbare Energiequellen in das bestehende elektrische Netz integriert werden, da die koordinierte Lastverschiebungen bzw. Ladesteuerungen die volatilen und hohen Erzeugungsspitzen reduzieren. Dieser erhöhte Anteil an neuen erneuerbaren Energiemengen an der Gesamtenergie ist einerseits ökologisch und bei der Reduktion der Importabhängigkeit von Energieträgern von größter Bedeutung.

Im Projekt aDSM werden nicht nur Haushalte betrachtet, sondern auch die notwendige Integration zukünftiger Elektromobilität. Hierbei kann die Elektromobilität vielfältige Ziele erfüllen. In der Energiestrategie sind dies die Reduktion der Importabhängigkeit (vor allem Erdöl), ökologische Nachhaltigkeit (der Verkehr stellt über 25% der CO₂-Emissionen dar) sowie Aufbau langfristiger klimaschützender Raum- und Wirtschaftsstrukturen (auch unter dem Blickwinkel „Autozulieferungsland“). Diese Integration der Elektromobilität kann nur über die Bereitschaft der KundInnen erfolgen, welche eine problemlose Integration in das elektrische Netz erwarten. Das aDSM-System betrachtet dies durch intelligente Ladesteuerung.

Die ökonomische Nachhaltigkeit ist in dem Projekt aDSM durch die Zieldefinition des minimal benötigten Speicherbedarfs sowie Netzausbaus gegeben. Mittels der hierarchischen und skalierbaren Systeme mit dezentraler Intelligenz werden der optimale Speicherinhalt und die geringsten Netzverluste erreicht.

Systembezogene Ziele:

Die Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger, im Speziellen vor allem Photovoltaik, ist ebenfalls, wie unter den energiestrategische Zielen beschrieben, Ziel des Projekts aDSM. Durch die technische Möglichkeit der verstärkten Integration der Elektromobilität wird im Verkehrssektor die Optionenvielfalt bei Energieträgern stark erhöht.

Die volatilen Erzeugungsspitzen erneuerbarer Energiequellen sollen durch aktives Demand-Side-Management (flexible Lastgänge von Haushalt und Elektromobilität) lokal ausgeglichen werden. Durch diese Prämisse werden nur mehr reduzierte Energiemengen auf die höheren Netzebenen transformiert,

sowie dort mit Verlusten eingespeichert und umgekehrt. Aus diesem Grund und durch die Ermittlung des minimal benötigten Speicherbedarfs verbessert das Projekt aDSM die Umwandlungseffizienz des elektrischen Gesamtsystems beträchtlich.

Da das aDSM-System skalierbar entwickelt wird, kann es in jedem Verteil- oder auch Übertragungsnetz angewendet werden. Durch die Projektpartner VLOTTE/Illwerke VKW und APG ist daher und zusätzlich auch durch das Erreichen der Teilziele des Projekts (z.B.: Einspeiseprognose) eine starke Multiplizierbarkeit auf ganz Österreich gegeben. Durch die Demo-Umsetzung in der Modellregion „VLOTTE“ wird eine Hebel- und Signalwirkung erreicht.

Technologiestrategische Ziele:

Durch die Flexibilisierung der Haushalts- und Elektromobilitätslasten auf die erneuerbare Einspeisung, können diese Energiequellen verstärkt ausgebaut werden. Die jetzt schon führenden österreichischen Unternehmen, welche zurzeit meist nach Deutschland exportieren, könnten dabei auch das inländische Energiesystem neu aufbauen sowie dadurch heimischen Wertschöpfungs- und Stromanteil generieren. Weiters kann durch eine verbesserte Einspeiseprognose die Stromkosten, welche auf Grund des Ungleichgewichts der erwarteten Einspeisung und Verbrauch derzeit unökonomische Preisschwankungen vollführt, minimiert werden. Die Prognose stellt ebenfalls ein Sekundärnutzen des Projekts dar.

In Bezug auf die 5. Ausschreibung („NEUE ENERGIEN 2020“) wurde im Projekt aDSM vorrangig der Schwerpunkt 3.1 „Smart Energy Forschung und Entwicklung“ adressiert:

Dabei erfasst es die Themen des Punkts „Netze und Systemintegration“ sehr detailliert. Ziel des Projekts ist eine möglichst verträgliche massive Integration von dezentralen, erneuerbaren Erzeugern. Im Fokus steht hierbei die Erzeugung der Photovoltaik für einen einzelnen Netzknoten („Hausanschluss“) in Kombination mit der Einbindung der Elektromobilität auch als steuerbarer Verbraucher (Load Levelling und Laden in Erzeugungsspitzen) sowie dem übergeordneten Verteilnetzbereich. Demand-Side-Management (DSM) wird als Möglichkeit betrachtet, um den dezentral eingespeisten Strom möglichst erzeugernah direkt zu verbrauchen und dadurch Netzbelastungen oder deren Ausbau zu minimieren. Der hier gewählte Ansatz geht über jene des klassischen Demand-Side-Managements hinaus, indem ein aktives und vorausschauendes System untersucht wird, welches auf der prognostizierten Einspeisung beruht. Neben den klassischen Haushaltsverbrauchern wird die Elektromobilität als großes DSM-Potenzial gesehen. Somit beantwortet dieses Forschungsprojekt die Frage der schonenden Integration der Elektromobilität, indem die Ladevorgänge auf die vorhandene regionale Einspeisesituation abgestimmt werden. Ein Ziel des Projekts aDSM ist es weiters die Reduktion des Speicherbedarfs zu bewerten und somit die Netzintegration der notwendigen Speicher abzuschätzen.

Folgende Programmschwerpunkte werden im Projekt aDSM ebenfalls behandelt:

- Smart Grids-Modellregionen
- Speichertechnologien
- Information- und Kommunikationstechnologien als Enabler in Systemen und Schnittstellen
- Energieeffiziente Gebäude

2 Inhaltliche Darstellung

Mit dem Forschungsprojekt aDSM hat man sich zum Ziel gesetzt, hierarchisch skalierbare Systeme mit dezentraler Intelligenz zu entwickeln, welche den Haushalts- sowie den zukünftigen Elektromobilitätsverbrauch flexibel an die lokal erzeugte, erneuerbare elektrische Einspeisung anpassen. In den nachfolgenden Kapiteln werden die dafür notwendigen Arbeitsschritte, die gewählten Methoden und die resultierenden Ergebnisse detailliert beschrieben.

2.1 Modellsiedung und Netzstruktur

Ziel des Projekts ist es, eine allgemeine Aussagen über den Nutzen von DSM zur Entlastung bzw. besseren Ausnutzung der Kapazitäten im Niederspannungsnetzbereich zu treffen. Daher müssen typische Fälle der in Österreich vorkommenden Netzstrukturen und Netzbelastbarkeiten aufweisen. Im Hinblick auf das DSM-Potenzial ist vor allem zwischen ländlichem und städtischem Gebiet zu unterscheiden [1]. Hierzu stehen folgende Ansätze zur Auswahl:

- 1) Je ein reales, typisches Verteilnetz für städtisches sowie ländliches Gebiet
- 2) Synthetisches Verteilnetz welches unterschiedliche Netzverhältnisse abbildet

Die Verwendung von realen Verteilnetzen bietet den Vorteil, dass für das jeweils betrachtete Gebiet die Simulationsergebnisse durch konkrete Messungen verifiziert werden können. Der Nachteil dieses Ansatzes liegt in der Auswahl eines typischen Verteilnetzes. Gerade für das ländliche Gebiet, besteht die Gefahr, dass das betrachtete Netz spezielle Charakteristika aufweist, sodass eine Verallgemeinerung der Ergebnisse nicht zulässig ist.

Die Generierung eines synthetischen Verteilnetzes bietet den Vorteil, dass unterschiedliche Netzsituationen in einem einzigen Betrachtungsgebiet abgebildet werden können. Weiters ist die Zusammenstellung der eigentlichen Siedlung frei wählbar, sodass auch diesbezüglich eine „typische“ Situation modelliert werden kann. Dadurch ist im Gegensatz zur ersten Variante eine Verallgemeinerung der Modellergebnisse leichter möglich.

Aufgrund der Vorteile des synthetischen Verteilnetzes wurde im Projekt diese Variante bevorzugt.

2.1.1 Siedlungszusammenstellung

Die aDSM – Modellsiedlung verfolgt das Ziel die österreichischen Wohnverhältnisse auf eine fiktive Siedlung abzubilden. Ausgangspunkt hierfür stellen die Gebäude – und Wohnungszählung der Statistik Austria dar.

Die „Gebäude- und Wohnungszählung 2001“ [2] der Statistik-Austria liefert folgende Information über die Wohnverhältnisse in Österreich

- Anzahl an **Gebäude** nach Gebäudekategorie
- Anzahl an **Haushalten** nach Gebäudekategorie und Haushaltsgröße
- Anzahl an **Personen** nach Gebäudekategorie und Haushaltsgröße

Dabei wird zwischen folgenden Gebäudekategorien unterschieden:

- Wohngebäude mit Sitz eines landwirtschaftlichen Betriebs
- Wohngebäude mit 1 oder 2 Wohnungen
- Wohngebäude mit 3 bis 10 Wohnungen
- Wohngebäude mit 11 oder mehr Wohnungen
- Wohngebäude mit zusätzlicher anderer Nutzung
- Nichtwohngebäude

Der von Statistik-Austria verwendeten Begriff „Wohnungen“ beschreibt in diesem Zusammenhang den umgangssprachlichen Begriff „Haushalte“, welcher in weiterer Folge verwendet wird.

Die Kategorie „Wohngebäude mit landw. Betrieb“ beschreibt sowohl Bauernhöfe als auch Wohnhäuser mit einem kleinen landwirtschaftlichen (Neben-)Betrieb. Die Kategorie „Wohngebäude mit 1 oder 2 Wohnungen“ wird in weiterer Folge als Kombination aus Ein- und Zweifamilienhäuser aufgefasst. Es wären auch andere Gebäudetypen möglich, welche nur 1 bis 2 Haushalte beinhalten. Diese sollten aber eher die Ausnahme darstellen.

Die beiden Kategorien „Wohngebäude mit zusätzlicher anderer Nutzung“ sowie „Nichtwohngebäude“ können nicht mit einem typischen Gebäudetyp hinterlegt werden. Die absolute Zahl an Hauptwohnsitzen in diesen beiden Gebäudekategorien ist vergleichsweise gering. Daher werden diese Wohnformen in weiterer Folge nicht betrachtet.

Aus den oben genannten Ausgangsdaten wurden die Werte von „Haushalte pro Gebäude“, „Personen pro Haushalt“ und „Personen pro Gebäude“ für jede Gebäudekategorie berechnet. Weiters wurde das Verhältnis zwischen den Kategorien bestimmt.

Durch Festlegen z.B. der Einwohnerzahl der Modellsiedlung, ergeben sich somit alle weiteren Kenndaten der Siedlung. Für die Größe der aDSM Siedlung wurden folgende Zielvorgaben beachtet

- „vernünftige“ Größe für ein Niederspannungsnetz
- kleiner Rundungsfehler
- runde Zahl zum einfachen Skalieren

Hierbei stellte sich eine Größe von 300 Einwohnern als sinnvolle Größe heraus. Gerade bei der Anzahl der „Wohnhäuser mit 11 und mehr Haushalten“ ist ein geringer Rundungsfehler entscheidend. Rechnerisch würden sich hier 2,07 Gebäude ergeben.

Tabelle 1: aDSM Siedlungs- Zusammenstellung (Quelle: Statistik-Austria, eigene Berechnungen)

	Landw. Betrieb	Ein- und Zweifamilienhäuser	Wohnhäuser		Summe
			3-10 HH	11+ HH	
Gebäude	8	45	5	2	60
Haushalte	9	52	27	38	126
Personen	31	137	57	75	300
Haushalte pro Gebäude	1,1	1,2	5,4	19,0	2,1
Personen pro Haushalt	3,4	2,6	2,1	2,0	2,4
Personen pro Gebäude	3,9	3,0	11,4	37,5	5,0

In *Tabelle 1* sind die Ergebnisse mit der Vorgabe von 300 Einwohnern dargestellt. Diese Zusammensetzung ist in *Abbildung 1* nochmals grafisch zu sehen.

Österreich abgebildet auf Siedlung mit 300 Personen

Wohngebäude mit Sitz eines landw. Betriebs



8 x

9 Haushalte
31 Personen

1,1 HH / Geb.
3,4 Pers. / HH
3,9 Pers. / Geb.

Ein- und Zweifamilienhäuser



45 x

52 Haushalte
137 Personen

1,2 HH / Geb.
2,6 Pers. / HH
3,0 Pers. / Geb.

Wohnhäuser mit 3 bis 10 Haushalten



5 x

27 Haushalte
57 Personen

5,4 HH / Geb.
2,1 Pers. / HH
11,4 Pers. / Geb.

Wohnhäuser mit 11 und mehr Haushalten



2 x

38 Haushalte
75 Personen

19,0 HH / Geb.
2,0 Pers. / HH
37,5 Pers. / Geb.

aDSM - Siedlung



60 Gebäude
126 Haushalte
300 Personen

2,1 HH / Geb.
2,4 Pers. / HH
5,0 Pers. / Geb.

Abbildung 1: aDSM Siedlung- Zusammenstellung

2.1.2 Netzstruktur

Ziel dieses Arbeitsschrittes ist die elektrische Vernetzung der zuvor beschriebenen 60 Gebäude festzulegen. Hierbei soll auf praktische Erfahrungswerte zurückgegriffen werden um typische Abstände der Gebäude in den unterschiedlichen Siedlungsgebieten darzustellen.

„Die Struktur der Netze ist wesentlich von dem Parameter „Lastdichte“ abhängig, der die Summe aller Last – bezogen auf die Fläche – angibt. Bei niedrigen Lastdichten, wie sie z.B. in ländlichen Gegenden auftreten können, werden Strahlennetze bevorzugt. Diese Netzform besteht aus einer Reihe verzweigter Leitungen, die aus einer gemeinsamen Netzstation versorgt werden. Nachteilig an dieser Netzform ist, dass beim Einschalten großer Lasten die Netzspannung absinkt und dann nicht mehr ausreichend hoch ist. Weiterhin führen bereits einfache Ausfälle zu Versorgungsunterbrechungen bei vielen Verbrauchern [3].“

Eine alternative Netzform stellt die offen betriebene Ringleitung dar (siehe *Abbildung 2* unteren beiden Abgänge). Diese Topologie wird in Gebieten mit höheren Lastdichten (z.B. städtischer Raum) vorzufinden. Hierbei kommen bevorzugt Kabel als Übertragungsmittel zum Einsatz. Sie werden entlang der Straßen verlegt und bilden einen Ring. Im normalen Netzbetrieb bleibt in der Mitte eine Trennstelle offen. Dadurch verhält sich die Ringleitung wie ein Strahlennetz. Im Fehlerfall kann diese Trennstelle am Ende des Halbringes geschlossen werden und mit zusätzlich im Ring angebrachten Trennstellen nur der fehlerbehaftete Teilabschnitt herausgenommen werden. Alle anderen Verbraucher können weiter versorgt werden [3].

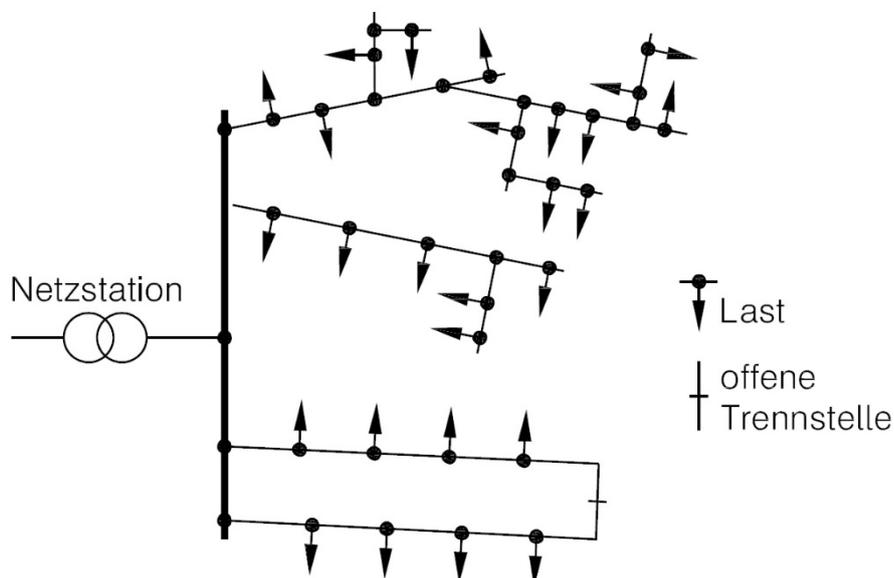


Abbildung 2: Netztopologie - Strahlennetz (oberen Abgänge) sowie offen betriebene Ringleitung (unteren Abgänge) [3]

Die Grundstruktur des Modellnetzes ist in *Abbildung 2* dargestellt. Die aDSM Siedlung bildet die österreichischen Gebäude- und Wohnverhältnisse auf eine Modellsiedlung ab. Daher sollen auch die ver-

schiedenen vorzufindenden Netzverhältnisse modelliert werden. In der Praxis wird sich eine Netzstation eher in einem Gebiet mit höherer oder niedrigerer Lastdichte befinden. Dementsprechend wird für alle Niederspannungsabgänge gleichermaßen entweder das Strahlennetzkonzept (oberes Teilbild) oder das Konzept der offen betriebenen Ringleitung (unteres Teilbild) zum Einsatz kommen.

Das aDSM-Modellnetz weist das in Abbildung 2 dargestellte Mischkonzept der beiden Varianten auf. Der offene Ring repräsentiert somit den städtischen Bereich des Verteilnetzes während das Strahlennetz mit den z.T. langen Ausläufern verschiedene ländliche Verteilnetzbereiche darstellt.

Basierend auf den praktischen Erfahrungswerten wurden typische Kabellängen für die verschiedenen Netzgebiete und Gebäudetypen angenommen. Unter Berücksichtigung der Kabeldaten der Standardtypen wurde das elektrische Niederspannungsverteilstromnetz vollständig im Programm NEPLAN abgebildet. Als Anschlussleistung wurden typische Werte für Haushalte entsprechend der jeweiligen Gebäudekategorie hinterlegt.

Diese Netzabbildung findet in weiterer Folge Einsatz, wenn das vorhandene DSM-Potenzial zur Reduzierung der Netzbelastung verwendet werden soll. Durch die genaue elektrische Abbildung können Lastflussberechnung für unterschiedliche Einspeise- bzw. Verbrauchsverhältnisse an den Netzknoten untersucht werden. Durch den Aufbau in ein ländliches und städtisches Verteilnetzgebiet ist es weiter möglich, über die Lastflüsse am jeweiligen Abgang eine Aussage über Ausgleichsvorgänge zwischen den Netzabschnitten zu treffen.

2.1.3 Gebäudeverteilung

Die beiden zuvor beschriebenen Kapitel beschreiben die Zusammenstellung der Siedlung sowie die elektrische Vernetzung. In diesem Punkt wird nun die räumliche Verteilung der Gebäude thematisiert.

Dies dient einerseits, um zu zeigen, dass die angenommenen praktischen Erfahrungswerte der Kabellängen zu einer plausiblen räumlichen Anordnung der Gebäude passen. Andererseits dient diese Erstellung einer fiktiven maßstäblichen Karte dazu, um ein genaueres Bild von der Modellsiedlung zu schaffen.

Als Grundstücksgröße wurde für Einfamilienhäuser eine Abmessung von $25\text{ m} \times 25\text{ m} = 625\text{ m}^2$ angenommen. Zweifamilienhäuser wurden mit $30\text{ m} \times 30\text{ m} = 900\text{ m}^2$ modelliert. Anhand von Luftaufnahmen wurden die Grundstücksgrößen für Wohnanlagen mit 3 und mehr Haushalten im städtischen Bereich ebenfalls mit durchschnittlich $30\text{ m} \times 30\text{ m}$ angenommen. Als Straßenbreite wurden anhand der Satellitenfotos durchschnittlich 10 m hinterlegt. Bei der Kategorie „Wohnsitz mit landwirtschaftlichen Betrieb“ wurden unterschiedliche Grundstücksgrößen angenommen. Diese reichen von $60\text{ m} \times 60\text{ m} = 3.600\text{ m}^2$ bis hin zu $150\text{ m} \times 150\text{ m} = 2,25\text{ ha}$. Hierbei ist noch nicht die vollständige landwirtschaftliche Nutzfläche berücksichtigt. Die beiden landwirtschaftlichen Betriebe mit der größten Grundfläche sind am Rand der Karte abgebildet. Somit kann die landwirtschaftlich genutzte Fläche gedanklich beliebig erweitert werden (siehe *Abbildung 3*).

Die Vorgabe bei der räumlichen Verteilung der Netzknoten und in weiterer Folge der Gebäude, stellt der offene Ring dar. Von der Netzstation ausgehend muss mit den gegebenen Kabellängen ein Ring gezeichnet werden, welcher den Verteilnetzbereich des städtischen Bereichs kennzeichnet (siehe rechter oberer Bereich in *Abbildung 3*). In diesem Netzbereich mit hohen Lastdichten wurden die beiden Gebäude mit 11 oder mehr Wohneinheiten sowie der Großteil der Wohngebäude mit 3 bis 10 Wohneinheiten

angenommen. Da für die eingeschliffrte Kabelverbindung angenommen wurde, muss mit den gegebenen Kabellängen eine Verbindung zwischen den Grundstücken und den darauf befindlichen Hausanschlüssen geschaffen werden.

Wie die maßstäbliche Zeichnung der Modellsiedlung zeigt (siehe *Abbildung 3*), konnte im städtischen Bereich eine Gebäudeanordnung gefunden werden welche alle Vorgaben erfüllt. Straßen und Gebäude konnten mit den angenommenen Größen gezeichnet werden, ohne dass es dabei zu Überlappungen der Flächen gekommen wäre. Die Kabellänge von den Knoten des Rings hin zu den Grundstücken war für alle Gebäude ausreichend, führte gleichzeitig aber auch zu keiner unrealistischen Schleifenbildung.

Im ländlichen Bereich ist im rechten unteren Bereich von *Abbildung 3* eine „dörfliche Anordnung“ vorzufinden. Hier tritt eine Mischung aus relativ dicht bebauten Ein- und Zweifamilienhäusern und kleineren landwirtschaftlichen Betrieben auf. Im linken Bereich wird der Fall von weiter entfernten landwirtschaftlichen Betrieben berücksichtigt. Diese werden auch in Bezug auf AP4 relevant. Dort wird die lokale Verteilung der Photovoltaik-Einspeisung beschrieben. Für den Verteilnetzbetrieb stellen hierbei die weit entfernten Gebäude mit großer Dachfläche und damit potenziell hoher Photovoltaikleistung die kritischsten Fälle dar.

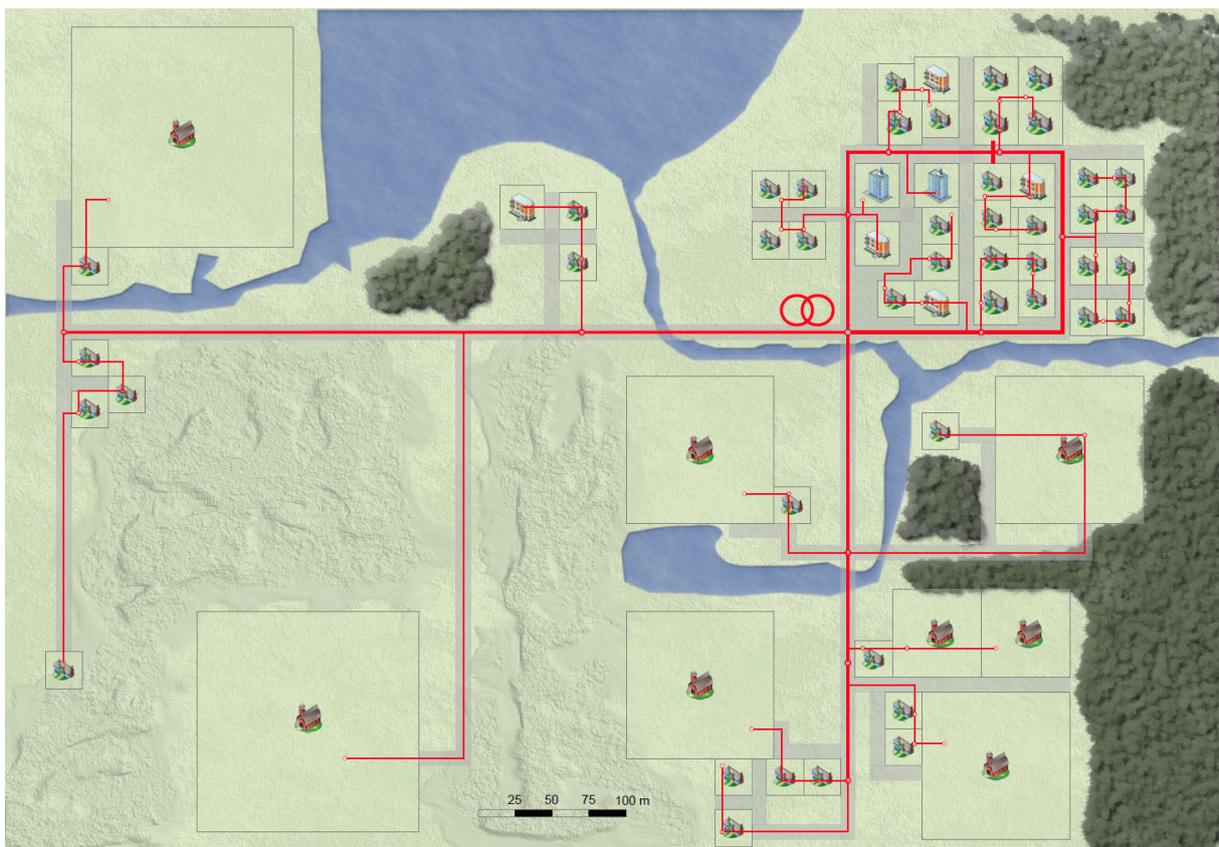


Abbildung 3: Maßstabsgetreuer Plan der Modellsiedlung

Mit der angefertigten maßstäblichen Darstellung der Gebäudeanordnung in *Abbildung 3* wird einerseits gezeigt, dass die getroffenen Annahmen über Leitungslängen, Gebäudeverteilung und Grundstücksgrößen

ßen in sich zusammenpassen. Andererseits wird bildlich dargestellt, wie Österreich heruntergebrochen auf eine Siedlung mit 300 Einwohnern aussehen könnte.

2.2 Geräteausstattung im Haushalt

In 2.1 wurde die Anzahl an Gebäude, Haushalte und Personen in der Modellsiedlung festgelegt. Weiters wurden die österreichischen Wohndaten verwendet um die durchschnittliche Anzahl an Personen pro Haushalt, Personen pro Gebäude und Haushalte pro Gebäude berechnet (siehe *Abbildung 1*).

In diesem Abschnitt wird nun der Blick in die Haushalte selbst geworfen. Ziel ist es für die unterschiedlichen Haushalte die Anzahl an Geräte je Gerätekategorie zu bestimmen. Darauf aufbauend wird in weiterer Folge die durchschnittliche Einsatzzeit und somit der mittlere Jahresenergieverbrauch je Gerätekategorie erhoben und basierend darauf synthetische Geräteprofile erstellt.

Als Datengrundlage für diese Untersuchung dient eine Umfrage, welche im Rahmen des Projekts ADRES durchgeführt wurde. Die digitalisierten Ergebnisse von 3832 rückgesendete Fragebögen geben unter anderem Auskunft über Wohn- und Beschäftigungsverhältnisse der Teilnehmer, sowie deren Geräteausstattung und elektrischen Verbrauch im Haushalt [4]. Diese Umfragedaten werden mit allgemeinen Daten der Statistik-Austria kombiniert und ergänzt.

2.2.1 Haushaltskategorien

Die Angabe der Geräteausstattung je Haushalt wird für unterschiedliche Wohnverhältnisse differenziert betrachtet. Zur Definition der Haushaltstypen wurde eine Vorab-Auswertung der Umfragedaten vorgenommen. Die Beschreibung der Haushalte musste folgenden Anforderungen genügen:

- weniger als 10 Haushalts-Kategorien
- einfache und aussagekräftige Beschreibung der Kategorien
- eindeutige Zuordnung der Haushalte zu den Kategorien muss möglich sein
- sinnvolle Anzahl an Haushalten welche jeweils einer Kategorie angehören
- gebildete Kategorien müssen sich untereinander bezüglich der Ausstattung unterscheiden
- Daten unterschiedlicher Umfragen/Statistiken müssen den Kategorien zuordenbar sein

Der erste Punkt der Auflistung ist notwendig, sodass die verschiedenen Kategorien auf einen Blick erfassbar sind und nicht zu spezielle Ausprägungen formuliert werden. Die Forderung nach einer einfachen und aussagekräftigen Definition garantiert, dass ohne zusätzliche Erklärung ein klares Bild der Kategorien gebildet werden kann. Ein Haushalt muss genau und eindeutig einer einzigen Kategorie zugehörig sein. Die Zuordnungskriterien müssen sich daher gegenseitig ausschließen. Der vierte Punkt bezieht sich auf die Anzahl an Haushalten welche in eine bestimmte Kategorie fallen. Es soll hierbei kein Typ definiert werden, welcher in Österreich praktisch nicht vorkommt und somit insgesamt keine Relevanz aufweist. Die gebildeten Kategorien müssen sich bezüglich der Geräteausstattung bzw. dem Energieverbrauch je Gerätekategorie voneinander unterscheiden. Ist ein derartiger Unterschied nicht gegeben, so bringt die Klassifizierung keine genauere Aussage über das jeweils vorhandenen DSM-

Potenzials. Der letzte Punkt gewährleistet, dass die notwendigen Angaben zur Kategoriezuordnung in den verschiedenen zu kombinierenden Umfragen und Statistiken jeweils gegeben sind.

Aus diesen Anforderungen heraus wurden folgende acht Haushaltskategorien (HH) unterschieden (siehe Tabelle 2)

Tabelle 2: Klassifikation der Haushaltstypen

Abk.	Gebäudetyp	Personen im HH
H1	Haus	1
H2	Haus	2
H3	Haus	3
H4+	Haus	4+
W1	Wohnung	1
W2	Wohnung	2
W3	Wohnung	3
W4+	Wohnung	4+

Der in Tabelle 2 angeführte Gebäudetyp „Haus“ trifft für alle Haushalte zu, welche sich in entweder in einem Ein- oder Zweifamilienhaus“ bzw. in einem „Wohngebäude mit Sitz eines landw. Betriebs“ befinden. Demgegenüber trifft der Typ „Wohnung“ auf all jene Haushalte zu, welche sich in einem „Wohnhaus mit drei und mehr Haushalten“ befinden.

Entsprechend der „Gebäude- und Wohnungszählung 2011“ [2] der Statistik-Austria ergibt sich die in Tabelle 3 dargestellte Verteilung der Haushalte zu den definierten Haushaltskategorien.

Tabelle 3: Relative Verteilung der Haushaltskategorien in Österreich [2]

Personen je HH	Haus	Wohnung	Gesamt
1	11%	23%	33%
2	14%	15%	29%
3	9%	7%	16%
4+	15%	7%	22%
Gesamt	48%	52%	100%

In Tabelle 3 sind sowohl für die Personenanzahl je HH als auch für den Wohnungstyp die Randsummen angegeben. Die Summe der Randverteilung ergibt definitionsgemäß 100 %. Die Werte zeigen, dass die ursprüngliche Forderung einer relativ gleichmäßigen Verteilung über die Kategorien erfüllt wurde. Die Aufteilung zwischen Haushalten in Häusern und in Gebäuden mit 3+ Wohneinheiten liegt bei ca. 50:50. In der Kategorie „Wohnung“ sind geringere Personenanzahlen je Haushalt vorzufinden als in der Kategorie „Haus“. Die Personenanzahl „4+“ beschreibt all jene Haushalte mit vier oder mehr Personen. Im Durchschnitt wird diese Haushaltskategorie von 4,59 Personen („Haus“) bzw. 4,42 Personen („Wohnung“) bewohnt.

Die Umrechnung dieser relativen Verteilung auf die aDSM – Modellsiedlung mit 126 Haushalten ergibt die in Tabelle 4 dargestellte absolute Anzahl an Haushalten je Kategorien.

Tabelle 4: Anzahl der Haushalte je Kategorie in der aDSM - Modellsiedlung

Personen je HH	Haus	Wohnung	Gesamt
1	13	29	42
2	17	19	36
3	12	9	21
4+	19	8	27
Gesamt	61	65	126

2.2.2 Mittlere Geräteausstattung

Im nächsten Schritt wird nun für jede, der acht definierten Haushaltskategorie, die mittlere Geräteausstattung beschrieben. Die Erhebung [5] beschreibt den Ausstattungsgrad verschiedener Gerätekategorien je Haushaltstyp.

Tabelle 5: Ausstattungsgrad je Gerätekategorie für österreichische Haushalte [5]

Haushalts-Typ	Anzahl Haushalte	Ausstattungsgrad je Haushalt											
		Kühl-schränke	Gefrier-schränke	Wasch-maschine	Wäsche-trockner	Geschirr-spüler	Fernseher	Computer	Wärme-pumpe	Heiz-körper	Umwälz-pumpe	Elektro-Boiler	Durchlauf-erhitzer
Haus 1	13	100%	55%	91%	12%	50%	100%	34%	0%	13%	69%	29%	8%
Haus 2	17	100%	82%	94%	36%	81%	100%	64%	5%	3%	86%	22%	3%
Haus 3	12	100%	92%	92%	42%	81%	100%	94%	5%	14%	72%	43%	4%
Haus 4+	19	100%	92%	91%	44%	87%	100%	100%	9%	5%	85%	30%	3%
Wohnung 1	29	100%	26%	83%	9%	50%	96%	62%	0%	13%	20%	46%	8%
Wohnung 2	19	100%	50%	86%	12%	69%	100%	80%	0%	8%	39%	41%	3%
Wohnung 3	9	100%	45%	91%	20%	78%	100%	95%	0%	0%	38%	44%	0%
Wohnung 4+	8	100%	51%	87%	26%	77%	100%	100%	0%	0%	21%	67%	7%
Gesamt	126	100%	59%	89%	24%	69%	99%	76%	3%	8%	53%	39%	5%

Tabelle 5 zeigt in der ersten Spalte die acht definierten Haushaltskategorien. Die zweite Spalte beschreibt die absolute Anzahl dieser Haushalte in der aDSM – Siedlung (vgl. Tabelle 4). Der Ausstattungsgrad beschreibt nun, in wie vielen Prozent der Haushalte zumindest ein Gerät des jeweiligen Typs vorhanden ist.

Die Auswertung zeigt, dass in jedem Haushalt zumindest ein Kühlschrank vorhanden ist. Gefrierschränke sind in Ein- und Zweifamilienhäuser häufiger vorzufinden als in Gebäuden mit 3 oder mehr Wohneinheiten. Ein Fernseher ist beinahe auch in jedem Haushalt vorzufinden. Bei der Gerätekategorie „Computer“ ist dieser wahrscheinlicher vorhanden, umso mehr Personen sich in einem Haushalt befinden. Für Wohneinheiten mit 4 oder mehr Personen ist immer zumindest ein Computer oder Notebook im Haushalt vorhanden.

Aufgrund der Datengrundlage kann der Ausstattungsgrad von elektrischer Warmwasseraufbereitung, den Einsatz von Umwälzpumpen bzw. von elektrischen Heizsystemen nicht nach Haushaltskategorie aufgeschlüsselt werden. In Tabelle 5 ist daher für diese Kategorien der mittlere Ausstattungsgrad über alle Kategorien dargestellt.

Der Ausstattungsgrad alleine liefert noch keine Aussage über die Geräteausstattung. Gerade bei den Gerätekategorien „Kühlschrank“, „Gefrierschrank“, „Fernseher“ sowie „Computer“ können auch mehrere Geräte des Typs je Haushalt vorzufinden sein. Anhand der durchgeführten Umfrage im Projekt ADRES

[4] wurden die in Tabelle 6 dargestellte Anzahl an Geräten je Haushalt ermittelt. In der letzten Zeile sind die durchschnittlichen Ausstattungsgrade pro Person angegeben, die sich aus der mittleren Haushaltsausstattung (vorletzte Zeile) und der mittleren Haushaltsgröße von 2,38 Personen pro Haushalt ergibt.

Tabelle 6: Geräteanzahl je Kategorie für österreichische Haushalte [4]

Haushalts-Typ	Anzahl	Geräteanzahl je Haushalt							Heizen		Umwälz-pumpe	Warmwasser	
		Kühl-schränke	Gefrier-schränke	Wasch-maschine	Wäsche-trockner	Geschirr-spüler	Fernseher	Computer	Wärme-pumpe	Heiz-körper		Elektro-Boiler	Durchlauf-erhitzer
Haus 1	13	105,8%	59,9%	91,2%	11,8%	49,6%	161,8%	48,2%	0,0%	12,5%	69,2%	29,2%	8,3%
Haus 2	17	157,8%	97,4%	93,8%	35,8%	80,7%	200,1%	84,9%	5,1%	2,6%	85,7%	22,2%	2,8%
Haus 3	12	183,4%	111,2%	92,3%	42,4%	81,4%	282,1%	161,6%	4,8%	14,3%	72,0%	43,5%	4,3%
Haus 4+	19	186,7%	119,8%	91,3%	44,1%	86,8%	262,3%	212,7%	9,3%	4,7%	85,1%	30,0%	3,3%
Wohnung 1	29	108,6%	26,3%	82,5%	9,0%	50,3%	112,4%	70,0%	0,0%	13,2%	19,6%	45,8%	8,3%
Wohnung 2	19	124,8%	53,7%	86,2%	12,5%	69,3%	155,4%	116,5%	0,0%	8,1%	39,5%	41,2%	2,9%
Wohnung 3	9	123,1%	47,8%	90,5%	19,8%	77,7%	188,2%	176,5%	0,0%	0,0%	37,5%	43,8%	0,0%
Wohnung 4+	8	135,3%	56,4%	86,9%	26,5%	76,9%	206,2%	206,0%	0,0%	0,0%	21,4%	66,7%	6,7%
Gesamt	126	138,7%	69,0%	88,6%	23,7%	69,2%	185,6%	123,1%	2,5%	7,9%	52,9%	38,8%	4,9%
pro Person	300	58,3%	29,0%	37,2%	10,0%	29,1%	78,0%	51,7%	1,1%	3,3%	22,2%	16,3%	2,1%

Aufgrund des 100%-igen Ausstattungsgrades mit Kühlschränken in österreichischen Haushalten liegt der Mittelwert hier dementsprechend über 1. Beim Gerätetyp „Gefrierschrank“ unterscheidet sich die mittlere Geräteanzahl vom Ausstattungsgrad bei Wohnungen nur unwesentlich. Daher kann hier der Schluss gezogen werden, dass eine Mehrfachausstattung in Wohnungen nur selten vorkommt. Für Häuser (speziell mit 3 oder mehr Personen pro Haushalt) ist hier ein Unterschied feststellbar. So weisen 4+ Personen-Haushalten durchschnittlich mehr als 1 Gefriergerät pro Haushalt auf. Die mehrfache Ausstattung von einem Gerätetyp ist speziell bei Fernsehern sowie Computer zu beobachten.

2.2.3 Geräteausstattung in der Modellsiedlung

Im vorangegangenen Kapitel wurde die Anzahl an Haushalten je Kategorie in der aDSM-Siedlung festgelegt (siehe Tabelle 4). Diese Zahlenwerte ergeben sich aufgrund der durchgehenden Methodik, dass die Modellsiedlung die österreichischen Wohnverhältnisse – heruntergebrochen auf eine Siedlung mit 300 Einwohnern – darstellt. Die durchschnittliche Anzahl an Geräten je Haushalt und Kategorie ist in Tabelle 6 dargestellt.

Die mittleren Geräteausstattungen werden nun auf die einzelnen Haushalte umgelegt. Dazu wird das in [6] und in Kapitel 2.3.2 beschriebene Tool verwendet. Die Werte aus Tabelle 6 werden verwendet, um Wahrscheinlichkeiten für die Anzahl an Geräten zu berechnen. Basierend auf einem Zufallsprinzip wird entsprechend dieser Wahrscheinlichkeiten die Ausstattung für die 126 Haushalte (aufgeschlüsselt auf die acht unterschiedlichen Haushaltskategorien) definiert.

Dies führt jeweils zu einer ganzzahligen Anzahl an Geräten je Typ. Für das Kollektiv der Haushalte der aDSM-Siedlung gilt wiederum, dass dies exakt den österreichischen Verhältnissen bezüglich der Geräteausstattung entspricht (siehe Tabelle 30).

Das Ergebnis ist die Zuordnung der einzelnen 126 Haushalte zu einem der 60 Gebäude. Dadurch sind zunächst die räumliche Verteilung sowie die Zuordnung zu den Gebäudetypen festgelegt. Die Anzahl der Personen im Haushalt bestimmt schlussendlich die Einteilung entsprechend der Haushaltskatego-

rien. Mit Hilfe der zuvor beschriebenen Wahrscheinlichkeiten wird anschließend für jeden Haushalt eine ganzzahlige Anzahl an Geräten je Typ bestimmt.

2.2.4 Effizienzscenarien

Das DSM-Potenzial im Haushalt hängt nicht nur von der Anzahl der Geräte sondern auch von deren Effizienz ab. In der bisherigen Betrachtung wurde vom Ist-Zustand ausgegangen. Im Projekt aDSM sollen in weiterer Folge auch die Veränderungen durch mögliche zukünftige Geräteausstattungen skizziert werden. Als Beispiel ist hier der Übergang von Glühlampen hin zu effizienten Beleuchtungsmitteln zu nennen. Dadurch sinkt die Leistungsaufnahme für die Energiedienstleistung „Beleuchtung“ und verringert das absolute DSM-Potenzial, welches in diesem Sektor zu suchen ist.

Von großer Bedeutung wird die zukünftige Substitution anderer Energieträger durch elektrische Energie sein. Im Bereich der Raumheizung betrifft dies die Verbreitung von elektrischen Wärmepumpen, welche zukünftig fossile Energieträger verdrängen könnte. Eine derartige Substitution wirkt sich massiv auf das elektrische DSM-Potenzial aus.

Im Projekt aDSM erfolgt daher die Betrachtung von drei verschiedenen Szenarien der Energieeffizienz und der zukünftigen Geräteausstattung:

- Sz1: aktueller Ausstattungsgrad von Haushalten
- Sz2: Effizienzsteigerung der derzeitigen Geräteausstattung
- Sz3: geänderte Gerätekategorie (Zunahme Wärmepumpe) inkl. Effizienzsteigerung aus Sz2

Szenario 1

Mit dem derzeitigen Stand an Geräteausstattung liegt ein gut bekanntes Referenzszenario vor. Mit der Annahme einer reinen Effizienzsteigerung der Geräte, ohne die Geräteausstattung an sich zu ändern, sollte das minimale DSM-Potenzial beschrieben werden. Durch Hinzunahme von zukünftigen elektrischen Verbrauchern ist mit einem Anstieg des Strombedarfs und somit einer Erhöhung des DSM-Potenzials zu rechnen. Somit sollte das Szenario Sz3 das größtmögliche DSM-Potenzial darstellen. Zwar wird dem Effekt von neuen zusätzlichen Stromverbrauchern in Sz3 durch die Effizienzsteigerung entgegengewirkt, allerdings scheint das Szenario Sz3 ohne Berücksichtigung der Effizienzsteigerung modernerer Geräte eher unrealistisch.

Szenario 2

Das Effizienzsteigerungsszenario für die Geräte der Gruppen „Kühlschrank“, „Gefrierschrank“, „Waschmaschine“, „Wäschetrocken“, „Geschirrspüler“ und „Fernseher“ stammen aus der Arbeit [1]. Die Werte beruhen auf einer Ist-Stand-Analyse der derzeitigen Geräteausstattung hinsichtlich der Effizienzklassen. Unter der Annahme, dass die Geräte jeweils auf den derzeit effizientesten Stand (A+++) gebracht werden, ergeben sich die in Tabelle 7 dargestellten Verbrauchsreduktionen.

Im Projekt aDSM wird eine Veränderung der zukünftigen Wohnstruktur sowie eine Änderung der Anzahl an Geräte nicht betrachtet. Dementsprechend resultiert die Effizienzsteigerung der Einzelgeräte direkt in einer Verbrauchsreduktion der Gruppe.

Tabelle 7: Verbrauchsreduktion je Gerät durch Effizienzsteigerung

Gerätegruppe	Verbrauchsreduktion
Kühlschrank	- 60,1%
Gefrierschrank	- 60,1%
Waschmaschine	- 31,5%
Wäschetrockner	- 40,1%
Geschirrspüler	- 51,0%
Fernsehen	- 51,9%
Computer	- 20,0%
Beleuchtung	- 70,0%

Für die Kategorie „Computer“ stand keine belastbare Quelle über die zukünftige Verbrauchsreduktion zur Verfügung. Der Wert von 20% stellt somit eine Annahme dar, welche auch im Sektor „Computer“ von einer verhältnismäßig geringen Verbrauchsreduktion ausgeht. In der Arbeit [7] wird von einem EU-weiten Einsparungspotenzial von 70% im Sektor „Beleuchtung“ ausgegangen, welcher als Grundlage für den in Tabelle 7 angeführten Wert dient.

Szenario 3

Im dritten Szenario wird aufbauend auf den Effizienzsteigerungsszenario Sz2 von einer zusätzlichen Zunahme des Ausstattungsgrades der Wärmepumpen der Haushaltstypen „Haus“ ausgegangen. Der Anteil der Heizsysteme mit Wärmepumpe liegt bei geförderten Neubauten in Vorarlberg laut VKW bei 85%, beim nicht geförderten Neubau etwa 10% darunter. Daher wird der Ausstattungsgrad für Wärmepumpen für den Typ „Haus“ konservativ mit 75% abgeschätzt.

Im gleichen Zug steigt auch der Ausstattungsgrad der Umwälzpumpen. Von dem hohen derzeitigen Ausstattungsgrad bei Typ „Haus“ ausgehend wird der Ausstattungsgrad dort mit 100% festgesetzt.

Zugrunde liegt hier die Annahme, dass die Gebäude vom Typ „Haus“ über keinen Gasanschluss verfügen und zum Heizen mit Holz oder Wärmepumpe eine Umwälzpumpe benötigen.

Der Haushaltstyp „Wohnung“ bleibt in diesen Gerätekategorien bei dem aktuellen Ausstattungsgrad.

Für die elektrische Warmwasseraufbereitung wird ebenfalls von einer Zunahme in der Kategorie „Haus“ ausgegangen. Durch den steigenden Ausstattungsgrad der Wärmepumpen und der damit verbundenen Verdrängung fossiler Brennstoffe beim Heizen, werden diese Energieträger auch bei der Warmwasseraufbereitung als substituiert angenommen. Aufgrund fehlender belastbarer Quellen wird hier ebenfalls in Summe (Elektroboiler und Durchlauferhitzer) ein 75%-iger Ausstattungsgrad angenommen.

2.3 Verbrauchsverhalten von Haushaltsgeräten

Ziel dieses Abschnitts die genaue Beschreibung, zu welchen Zeitpunkten das jeweilige Gerät in Betrieb ist. Diese Kenntnis ist von entscheidender Bedeutung der Bestimmung des DSM-Potenzials im Haushalt. Im Projekt aDSM ist ein Niederspannungsverteilsbereich der Betrachtungsgegenstand. Aufgrund der verhältnismäßig kleinen Anzahl von 126 Haushalten ist die Verwendung von Standardlastprofilen bzw. deren Zerlegungen auf Gerätesektoren nicht zulässig. Die Lastprofile von Einzelhaushalten werden i.A. stark vom mittleren Profil abweichen. Daher ist der Übergang von Summenlastprofilen zu Einzellast-

profilen notwendig. Für diese sind aber kaum Daten verfügbar bzw. müssten diese durch Messungen ermittelt werden, welche sich aber als sehr aufwändig gestalten. Um die gewünschten Profile zu erhalten, wurde daher der Weg über Generierung von synthetischen Lastprofilen auf Geräteebene im Projekt gewählt. In [8] wurden erste Ansätze für die Erzeugung von synthetischen Lastprofilen auf Einzelgeräteebene entwickelt und für die Erstellung von synthetischen Haushaltslastprofilen erweitert [6].

Im folgenden Abschnitt soll detailliert auf die Erstellung dieser synthetischen Profile eingegangen werden. Zunächst wird die Datengrundlage erarbeitet, die für die Modellierung verwendet wurde. Im zweiten Teil wird auf das Simulationsmodell eingegangen, das für die Erstellung der Profile entwickelt wurde. Abschließend sollen Analysen von Simulationsergebnissen zeigen, dass das im Projekt verwendete Modell ausreichend genau die anfangs verwendeten Statistiken widerspiegelt.

2.3.1 Datengrundlage

Der durchschnittliche Jahresstromverbrauch je Gerätekategorie ist für jeden der 126 Haushalte bekannt. Diese Daten wurden im Rahmen der Umfrage im Projekt ADRES [4] sowie den Angaben der Statistik Austria [5] („Strom- und Gastagebuch“) entnommen und sind in Tabelle 8 zusammengefasst.

Tabelle 8: mittlerer Jahresstromverbrauch pro Person und pro Haushalt je Gerätekategorien [5]

Jahresstromverbrauch in kWh	Kühlschränke	Gefrierschränke	Waschmaschine	Wäschetrockner	Geschirrspüler	Fernseher	Computer	Heizen	Umwälzpumpe	Warmwasser
pro Person	130	97	75	30	74	131	65	282	100	318
pro Haushalt	310	232	179	71	176	312	155	670	237	756

Mit der mittleren Personenanzahl pro Haushalt von 2,38 Personen pro Haushalt können diese Werte auf den Jahresenergieverbrauch pro Person umgerechnet werden. In weiter Folge wurden die Daten für „Fernseher“ bzw. „Computer“ gemäß der Statistik [5] durch die Werte für die Gerätesektoren „Audio-Video-Geräte“ und „Bürogeräte“ gleichgesetzt und erweitert, auch wurden weitere Sektoren, die zunächst in Tabelle 8 nicht angeführt sind, für die aber Daten in [5] vorhanden sind, aufgenommen. Auch wird in [5] teilweise auf den Stand-by-Verbrauch von einzelnen Gerätesektoren eingegangen.

Die Aufteilung des Energieverbrauchs steht in [5] teilweise aufgeschlüsselt auf Jahreszeiten zur Verfügung, nämlich in Form des mittleren Energieverbrauchs pro Gerätesektor, Haushalt und Tag für Sommer und Winter. Mit diesen Daten wurden die mittleren Verbräuche pro Person für die Jahreszeiten „Sommer“ und „Winter“ (Tagesenergieverbrauch multipliziert mit Anzahl an Tagen in dieser Jahreszeit dividiert durch mittlere Personenanzahl pro Haushalt) und „Übergangszeit“ (restlicher Energieverbrauch, um auf den jeweiligen Jahresgesamtwert von Tabelle 9 zu kommen), zusammengefasst in Tabelle 10. Für die Anzahl der Tage pro Jahreszeit wurde auf die Einteilung des Jahres der VDEW-Standardlastprofile basierend auf dem Jahr 2013 verwendet (siehe Tabelle 11).

Tabelle 9: mittlerer Jahresstromverbrauch sowie Verbrauch und Leistung für Stand-by pro Person je Gerätekategorie [5]

	Audio-Video-Geräte	Beleuchtung	Bürogeräte	Diverses	Geschirrspüler	Küchengeräte	Kühlen	Waschmaschinen	Wäschetrockner	Heizung	Umwälzpumpe	Warmwasser
Jahresenergie [kWh/Pers.]	131,09	159,66	65,13	67,65	73,95	228,57	227,73	75,21	29,83	281,51	99,58	317,65
Std.-by.-Verbrauch (Jahr) [kWh/Pers.]	53,78	-	12,61	-	-	19,33	-	-	-	-	-	-
Std.-by. Leistung (Tag) [W/Pers.]	6,14	-	1,44	-	-	2,21	-	-	-	-	-	-

Tabelle 10: mittlerer Stromverbrauch pro Person und Jahreszeit

	Audio-Video-Geräte	Beleuchtung	Bürogeräte	Diverses	Geschirrspüler	Küchengeräte	Kühlen	Waschmaschinen	Wäschetrockner	Heizung	Umwälzpumpe	Warmwasser
Sommer [kWh/Pers.]	41,86	35,66	21,71	13,95	25,32	74,94	-	26,87	7,75	0,00	11,37	-
Winter [kWh/Pers.]	57,06	87,65	27,06	38,24	30,00	97,65	-	29,41	15,29	225,29	60,00	-
Übergangszeit [kWh/Pers.]	32,17	36,36	16,36	15,46	18,63	55,99	-	18,92	6,79	56,22	28,21	-

Tabelle 11: Einteilung des Jahres im Projekt aDSM gem. VDEW-Lastprofilen [9]

	Einteilung Jahr ^{*)}	Tage	Wochen	SA	SO	WT
Som.	15.5. - 14.9.	123	17,57	18	17	88
Übz.	21.3. - 14.5. 15.9. - 31.10.	102	14,57	14	15	73
Win.	1.11. - 20.3.	140	20,00	20	20	100
		365	52,14	52	52	261

^{*)} Einteilung laut VDEW-Lastprofile

--> Aufteilung gem. Tagen des Jahres 2013

Die Beleuchtung ist ein Vertreter jener Geräte, welche nur in der aufgenommenen Wirkleistung beeinflusst werden können. Eine zeitliche Verschiebung der Einsatzzeit ist hier nicht möglich. Daher ist für diesen Sektor das DSM-Potenzial nur zu jenen Zeitbereichen vorhanden, in denen das Gerät in Betrieb ist. Eine andere Situation ist z.B. für den Sektor „Waschen und Trocknen“ gegeben. Hier besteht das DSM-Potenzial in der Verschiebung des Einsatzzeitpunktes. Hier muss aber zunächst die Voraussetzung gegeben sein, dass ein Wasch- oder Trockenvorgang überhaupt durchgeführt werden soll. Daher ist die genaue Kenntnis der Einsatzzeiten aller Geräte, die für DSM in Betracht gezogen werden, von essentieller Bedeutung, weshalb auf eine synthetische Modellierung der einzelnen Geräte innerhalb der aDSM-Siedlung zurückgegriffen wurde (siehe Kapitel 2.3.2).

Für die Modellierung der Geräte ist eine Vielzahl von Parametern notwendig, die aus verschiedenen Quellen zusammengetragen wurden. Im Folgenden soll auf die Ermittlung bzw. die Festlegung aller dieser Parameter eingegangen werden. Hauptquellen hierfür waren bezüglich der Geräteeinsatzverteilungen einerseits die Messungen aus dem Projekt „ADRES Concept“ [10], welche in [1] aufgearbeitet wurden

den, andererseits auch [11], insbesondere in Bezug auf die feinere Aufschlüsselung der Gerätesektoren und Angaben zu Anschlussleistungen und Stand-by-Verbrauch.

2.3.1.1 Audio-Video-Geräte

Informationen über den Einsatz von Geräten über der Zeit (z.B. für 24h) sind sehr schwierig zu erhalten, weil hierfür schlichtweg die Daten fehlen. Daten zum Verlauf der Leistungsaufnahme von verschiedenen Gerätesektoren sind hingegen zugänglicher, da sich diese durch direkte Messungen ermitteln lassen (z.B. in [10]). So ein Verlauf ist Abbildung 4 in dargestellt. Er gibt die Leistungsaufnahme pro Person in stündlicher Auflösung für den Sektor „Audio-Video-Geräte“ für unterschiedliche Wochentage und Jahreszeiten innerhalb von 24h wieder. Aus diesem Verlauf der Leistungsaufnahme wird im später vorgestellten Modell mit Hilfe zusätzlicher Geräteparameter (wie Anschlussleistung + Stand-by-Leistung sowie Zusammensetzung des Gerätesektors aus verschiedenen Geräten) auf den Geräteeinsatz rückgeschlossen. Daher sind diese Verläufe direkt mit der Geräteeinsatzverteilung verknüpft und ein wichtiger Bestandteil für die Parametrisierung des verwendeten Modells (vergl. Abschnitt 2.3.2.10).

Der Sektor „Audio-Video-Geräte“ wurde im Rahmen der ADRES-Mess-Kampagne sehr genau vermessen, da die Geräte dieses Sektors meist zugänglich waren¹. Einzig eine Messreihe in der Übergangszeit fehlt. Um diese fehlenden Daten zu kompensieren wurde aus der Sommer- und Wintermessung ein jahresenergetisch betrachtet neutraler Durchschnitt ermittelt (vergl. Tabelle 10). Bei der Nutzung am Wochenende wurde nicht zwischen Samstag und Sonntag unterschieden, weshalb sich beide Kurven decken.

Über den jahreszeitlichen Energieverbrauch in Tabelle 10 wurden die zeitlichen Verläufe auf den Energieverbrauch einer durchschnittlichen Person skaliert. Damit ergibt sich der endgültige Verlauf, dargestellt in *Abbildung 4*. In dieser Abbildung ist noch zusätzlich die mittlere Leistungsaufnahme, welche in [11] ermittelt wurde und ein Jahresmittel ist, als grau strichlierte Kurve („Vergl.“) dargestellt. In diesem Fall ergibt sich eine doch sehr gute Übereinstimmung, da diese Geräte im Rahmen der ADRES-Mess-Kampagne in großer Anzahl vermessen wurden und daher eine gute Datenbasis für den Vergleich zur Verfügung steht. Die verwendeten Statistiken scheinen daher konsistent zu sein.

¹ Bei dieser Messreihe wurde ein System mit „Zwischensteckern“ verwendet. Daher wurden primär Geräte vermessen, die direkt an die Steckdose angeschlossen werden. Daneben wurde auch der gesamte Haushaltsstromverbrauch hochauflösend vermessen. Es aus dieser Messreihe Daten für knapp 40 Haushalte für je mind. eine Woche im Winter und Sommer zur Verfügung.

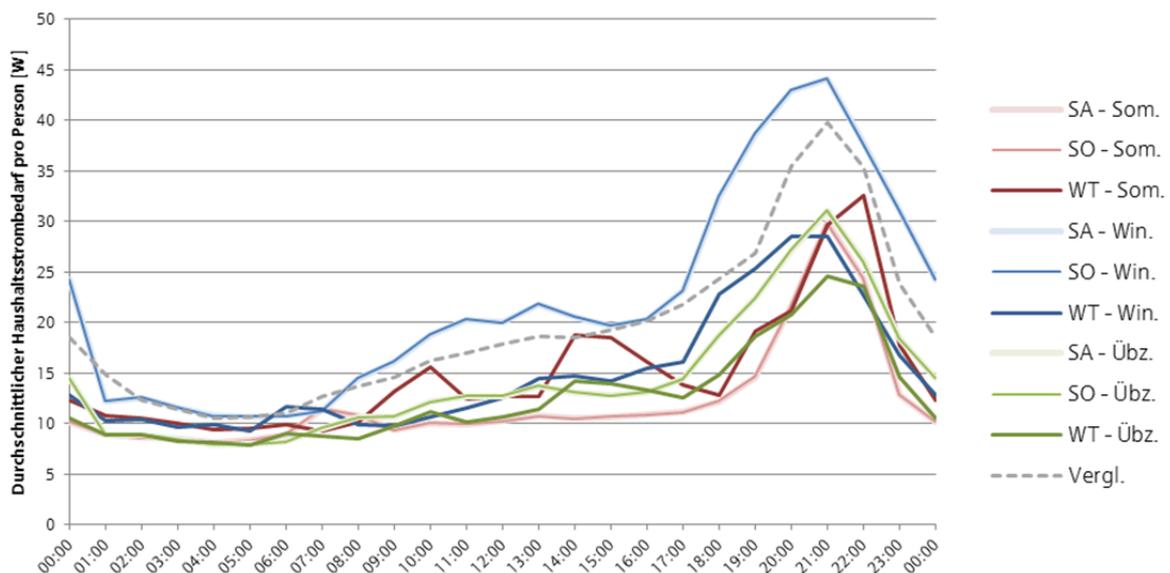


Abbildung 4: Zusammenfassung der Einsatz-Verteilungen für Audio-Video-Geräte; grau strichliert: die entsprechenden Daten aus [11]

Der in Tabelle 6 angegebenen Ausstattungsgrad für „Fernseher“ repräsentiert eine ganze Gruppe verschiedener Geräte. In [11] wurde mit Hilfe von Verkaufszahlen auf den Ausstattungsgrad pro Person geschlossen, in [8] wurden diese Daten wiederum verwendet und erweitert, um die genaue Gerätezusammensetzung zu erhalten. Mit den aktuellen Daten aus Tabelle 6 lassen sich somit folgende, feiner unterteilte Ausstattungsgrade angeben:

Tabelle 12: Durchschnittliche Geräteausstattung im Sektor „Audio-Video-Geräte“

Gerätetyp	Geräte pro Person
TV-Display Total	0,78
Set Top Boxen	0,56
Video Total	0,60
Videogames Konsolen	0,52
Hi-Fi	0,32
Radio	0,72

Mit den Daten der ADRES-Umfrage aus [10] und den Pro-Kopf-Ausstattungsgraden, die in Tabelle 12 angegeben sind, wurden für die Sektoren „Audio-Video-Geräte“ die Ausstattungsgrade der zusätzlichen Geräte in diesen Sektoren für die einzelnen Haushaltskategorien abgeschätzt.

In [11] wurde auch die durchschnittliche Stand-by-Leistung ermittelt, zusammengefasst in der folgenden Tabelle:

Tabelle 13: Stand-by-Verbrauch im Sektor „Audio-Video-Geräte“

Gerätetyp	Stand-by in W aus [11]	Stand-by Korr. in W
TV-Display Total	7,30	2,70
Set Top Boxen	9,70	3,59
Video Total	10,0	3,70
Videogames Konsolen	1,70	0,63
Hi-Fi	7,00	2,59
Radio	1,40	0,52

Die Stand-by-Leistungen aus [11] passen aber nicht mit jenen Daten aus [5] (Tabelle 9) zusammen, vermutlich das diese Aufstellung auf einer älteren Statistik beruht. Durch Anpassen der Stand-by-Leistung um den Faktor 2,7 wurden die Werte entsprechend angepasst (Spalte „Stand-by Korr.“). Die durchschnittliche Anschlussleistung wurde dann ähnlich der Vorgehensweise in [11] und in Kombination verschiedener Statistiken in [8] ermittelt:

Tabelle 14: Anschlussleistung pro Person für Audio-Video-Geräte, aus [8]

Gerätetyp	Leistung
TV-Display Total	68,33 W
Set Top Boxen	20,00 W
Video Total	56,50 W
Videogames Konsolen	66,00 W
Hi-Fi	21,90 W
Radio	1,40 W

Zur Streuung dieser Werte über verschiedene Geräte hinweg gibt es derzeit keine genaueren Untersuchungen, weshalb auf konservative Abschätzungen zurückgegriffen wurde. Trotz des Alters der verwendeten Statistiken sind diese Daten durchaus belastbar, wie aus dem Vergleich der Daten mit der Messung in *Abbildung 4* ersichtlich ist.

2.3.1.2 Beleuchtung

Für die Beleuchtung wurden im Rahmen von ADRES bezüglich der Einsatzzeiten keinerlei Daten erhoben. In [12] wird jedoch, ebenfalls zum Zweck der Simulation von Haushaltsstromverbräuchen, eine Einsatz-Verteilung für Beleuchtung angegeben. Mit Hilfe des Anteils der Beleuchtung am Gesamtstromverbrauch von Haushalten aus [5] wurde aufbauend auf diesen Daten der Verlauf, dargestellt in *Abbildung 5*, ermittelt:

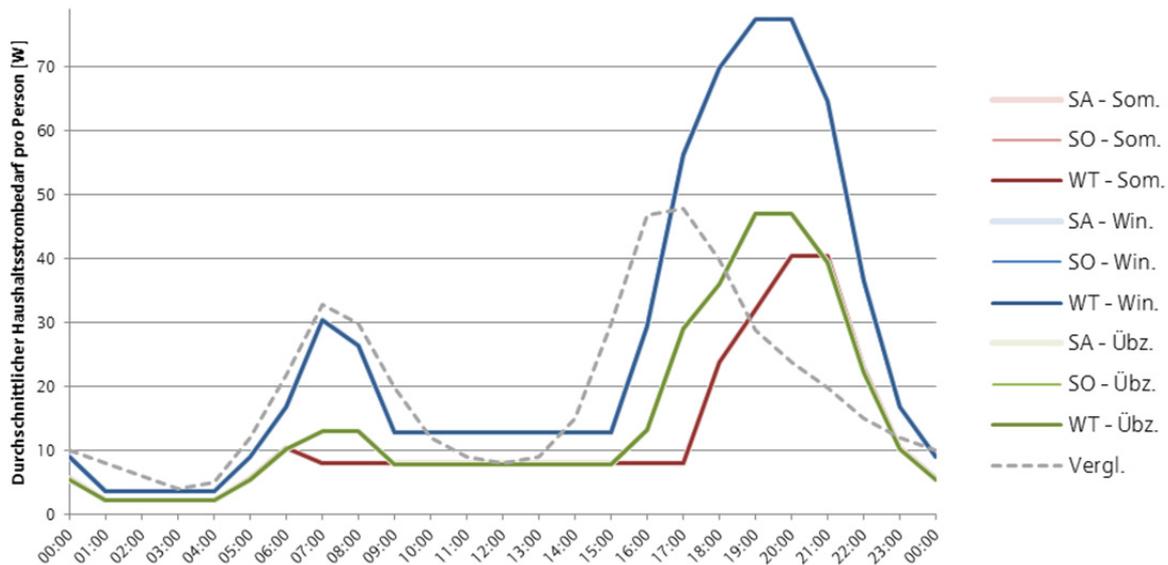


Abbildung 5: Zusammenfassung der Einsatz-Verteilungen für Beleuchtung; grau strichliert: die entsprechenden Daten aus [11]

Die Daten aus [12] unterscheiden nicht zwischen den Wochentagen, worauf auch hier verzichtet wird. Interessant ist wieder der Vergleich mit dem Verlauf aus [11]: die morgendliche Spitze deckt sich zeitlich ganz gut mit den verwendeten Daten, die Abendspitze ist aber deutlich später. Der Verlauf aus [11] wurde jedoch aus Daten aus dem Jahr 1910 gewonnen und ist daher schon sehr fraglich bezüglich seiner Aktualität. Ein möglicher Wandel in der Lebensführung der Bewohner könnte daher die unterschiedlichen Zeiten am Abend erklären.

Zur Verteilung, Streuung und Höhe der Anschlussleistung über unterschiedliche Leuchtkörper sowie der Ausstattung mit diesen wurden keine genauen Statistiken im Projekt erhoben, weshalb in der Modellierung eine Abschätzung diesbezüglich getroffen wurde. Über den Energieverbrauch werden etwaige Abweichungen aber vollständig kompensiert.

2.3.1.3 Bürogeräte

Auch der Sektor „Bürogeräte“ wurde im Rahmen der ADRES-Messung ziemlich genau erfasst. Einzig die Übergangszeit wurde nicht ermittelt. Für diese wurde ein jahresenergetisch neutraler Durchschnitt aus Sommer- und Wintermessung verwendet. Bei der Wochenendnutzung wurde nicht zwischen Samstag und Sonntag unterschieden. Über den jahreszeitlichen Energieverbrauch in Tabelle 10 wurden die zeitlichen Verläufe auf den Energieverbrauch einer durchschnittlichen Person skaliert. Damit ergibt sich der endgültige Verlauf, dargestellt in *Abbildung 6*.

Ein Vergleich mit den Daten aus [11] zeigt eine starke Abweichung, weshalb eine gemeinsame Darstellung in einem Diagramm auch nicht zielführend ist. Dies lässt sich sicherlich dadurch begründen, dass sich speziell in diesem Bereich die Ausstattung, die Leistungsaufnahme sowie die Frequenz der Nutzung deutlich verändert haben.

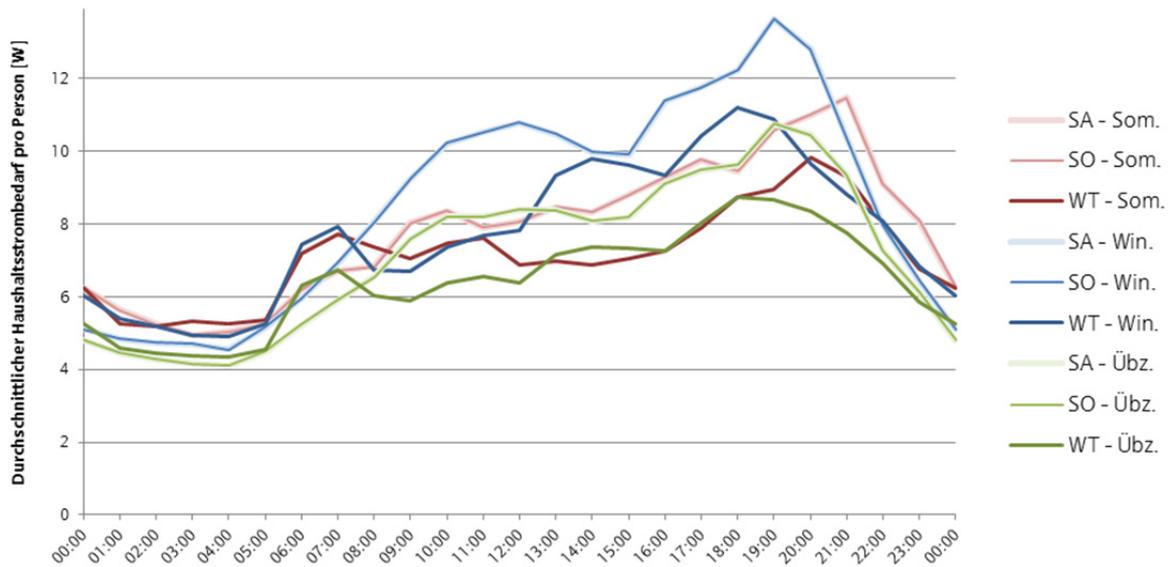


Abbildung 6: Zusammenfassung der Einsatz-Verteilungen für den Sektor „Bürogeräte“

Ähnlich wie beim Sektor „Audio-Video-Geräte“ wird auch über die in [11] angegebenen Verkaufszahlen und der Ausstattung mit „Computer“ aus Tabelle 6 auf den Ausstattungsgrad mit Geräten aus dem Sektor „Bürogeräte“ rückgeschlossen:

Tabelle 15: Durchschnittliche Geräteausstattung und Anschlussleistung im Sektor „Bürogeräte“, aus [11] und [8]

Gerätetyp	Geräte pro Person	Ø-Leistungsaufnahme pro Gerät
Desktop PCs	0,52	79,38 W
Notebooks	1,16	40,52 W
Monitore	1,29	63,29 W
Drucker (Tinte)	0,78	18,00 W
Drucker (Laser)	0,99	707,33 W
Sonstiges	0,09	80,00 W

Die Angabe der durchschnittlichen Anschlussleistungen ist für diesen Sektor äußerst schwierig, in [8] wurde dennoch diese abgeschätzt, zusammengefasst in *Tabelle 15*. Beim mittleren Stand-by-Verbrauch wurde auf die Daten über den Energieverbrauch für Stand-by zurückgegriffen [5] (*Tabelle 9*) und ein mittlerer Stand-by-Verbrauch für alle Geräte von 0,97W ermittelt².

2.3.1.4 Diverses

Der Sektor „Diverses“ ist sicherlich jener Sektor, mit den höchsten Unsicherheiten. Einerseits ist die Gerätezusammenstellung dieses Sektors sowohl in der ADRES-Messung als auch in [2] (*Tabelle 9*) eher

² Dazu wurden Bürogeräte einer Vielzahl von Personen gemäß dem mittleren Ausstattungsgraden simuliert, die jedoch nie aktiv sind (also nur Stand-by-Leistung benötigen). Diese Geräte mussten dann die entsprechende Stand-by-Leistung aufweisen, um den gleichen Wert zu erreichen, wie in [5] angegeben (siehe Abschnitt 2.3.2.10).

unbekannt. Andererseits ist auch die Einsatzverteilung mit großen Unsicherheiten behaftet, da auch in [11] der Verlauf nur grob abgeschätzt wurde.

Energetisch kann aber der Verlauf angepasst werden, so dass sich eine mittlere Leistungsaufnahme gemäß *Abbildung 7* ergibt. Für die vorliegenden Verläufe wurden die Messreihen „Diverses“ und „Hausarbeit“ der ADRES-Messreihe zusammengefasst und an den Durchschnittsverbrauch für diesen Sektor nach Tabelle 10 angepasst. Wiederrum wird die Nutzung am Wochenende nicht unterschieden und die Übergangszeit ist wieder jahresenergetisch neutral gemittelt aus Sommer- und Wintermessung.

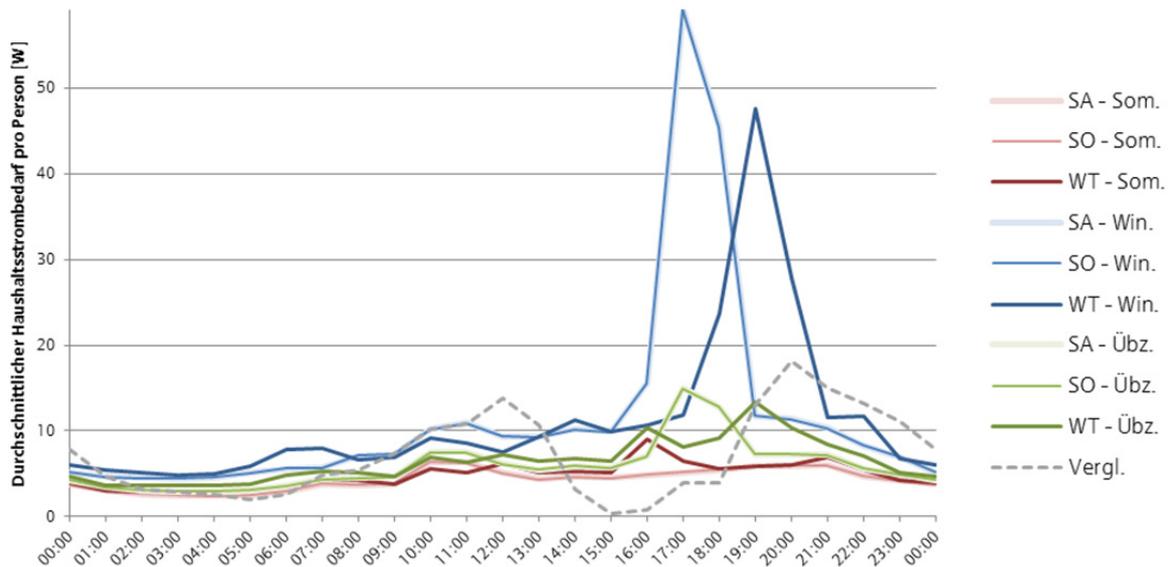


Abbildung 7: Zusammenfassung der Einsatz-Verteilungen für sonstige Geräte; grau strichliert: die entsprechenden Daten aus [11]

2.3.1.5 Geschirrspüler

Geschirrspüler wurden im Rahmen der ADRES-Messreihe sehr gut erfasst. Einzig für die Unterscheidung des Einsatzes dieser Geräte an Samstagen und Sonntagen wurde auf Daten aus [13] zurückgegriffen: darin wird angegeben, dass Geschirrspüler um die sonntägliche Mittagszeit um den Faktor 1,5 häufiger benutzt werden als an den Samstagen. Über den jahreszeitlichen Energieverbrauch in Tabelle 10 wurden die zeitlichen Verläufe auf den Energieverbrauch einer durchschnittlichen Person skaliert. Damit ergibt sich der endgültige Verlauf, dargestellt in *Abbildung 8*:

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

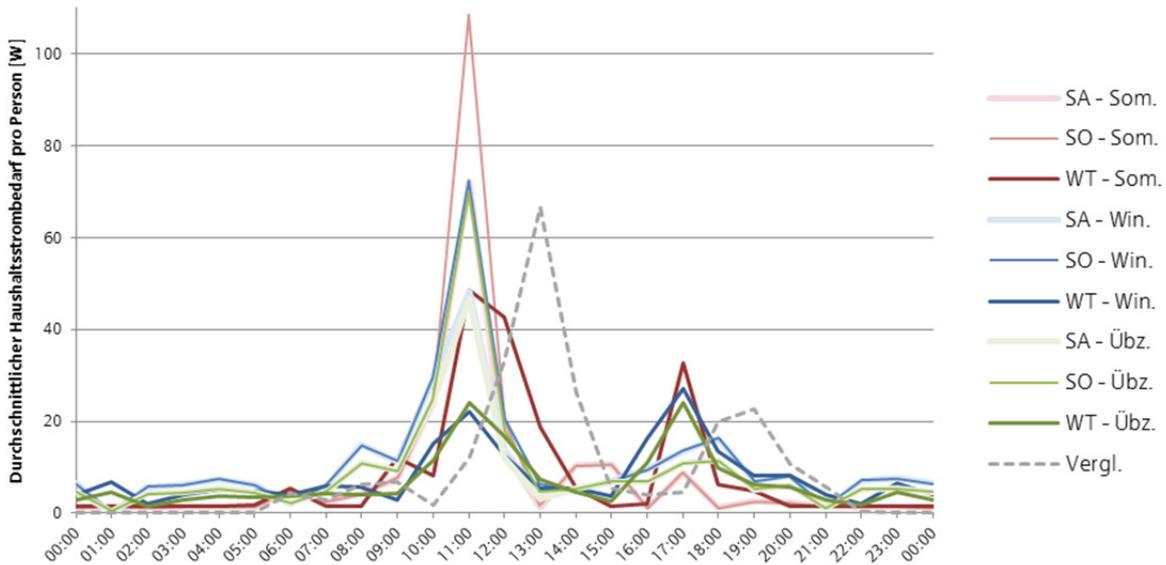


Abbildung 8: Zusammenfassung der Einsatz-Verteilungen für den Sektor „Geschirrspüler“; grau strichliert: die entsprechenden Daten aus [11]

Es ist gut zu erkennen, dass generell am Wochenende die Geschirrspüler deutlich mehr im Einsatz sind, als unter der Woche.

In einer am Institut durchgeführten Messreihe wurden einzelne Großgeräte (Geschirrspüler, Waschmaschinen, Kühlschränke) in hoher Auflösung in ihrer Wirk- und Blindleistungsaufnahme vermessen. Aus diesen Informationen wurde ähnlich wie in [8] Lastkurven erstellt, die dann für die Simulation verwendet wurden. *Abbildung 9 bis Abbildung 12* zeigen die für die Simulation hinterlegten Lastkurven. Da für die Geräteprofile im Projekt nur die Wirkleistungsaufnahme betrachtet werden wird, ist die Darstellung des $\cos(\varphi)$ nur der Vollständigkeit halber.

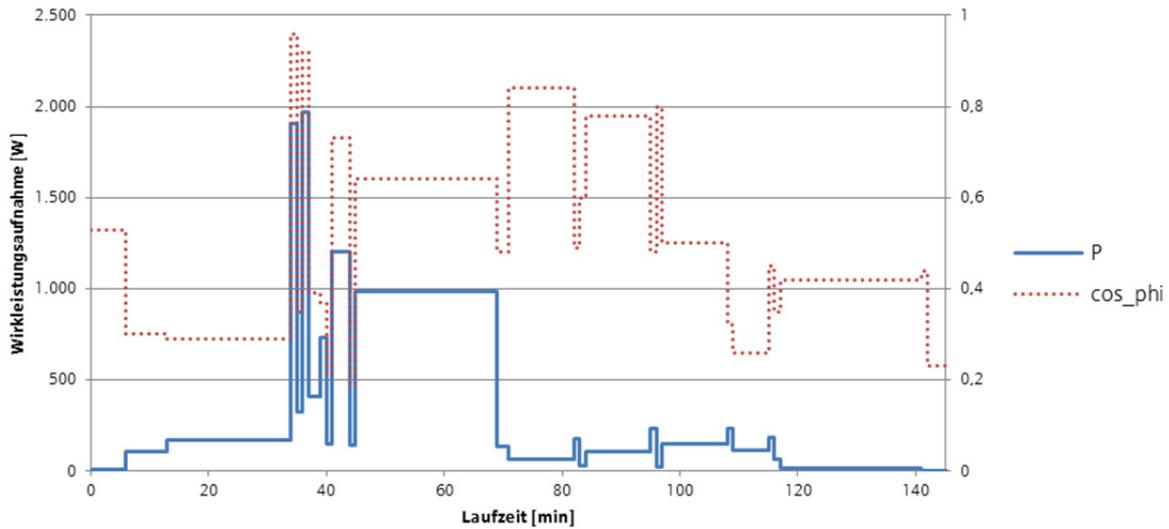


Abbildung 9: Detailliertes Lastprofil des Programms „60°C“ für die Gerätegruppe „Geschirrspüler“

Diese Lastkurven entsprechen vier unterschiedlichen auswählbaren Spül-Programmen. Bei der Simulation werden diese Programme als Basis für das Verhalten von Geschirrspülern herangezogen und durch eine entsprechende Variierung individualisiert (siehe Abschnitt 2.3.2). Tabelle 16 gibt an, mit welcher Wahrscheinlichkeit eines dieser vier Programme ausgewählt wird.

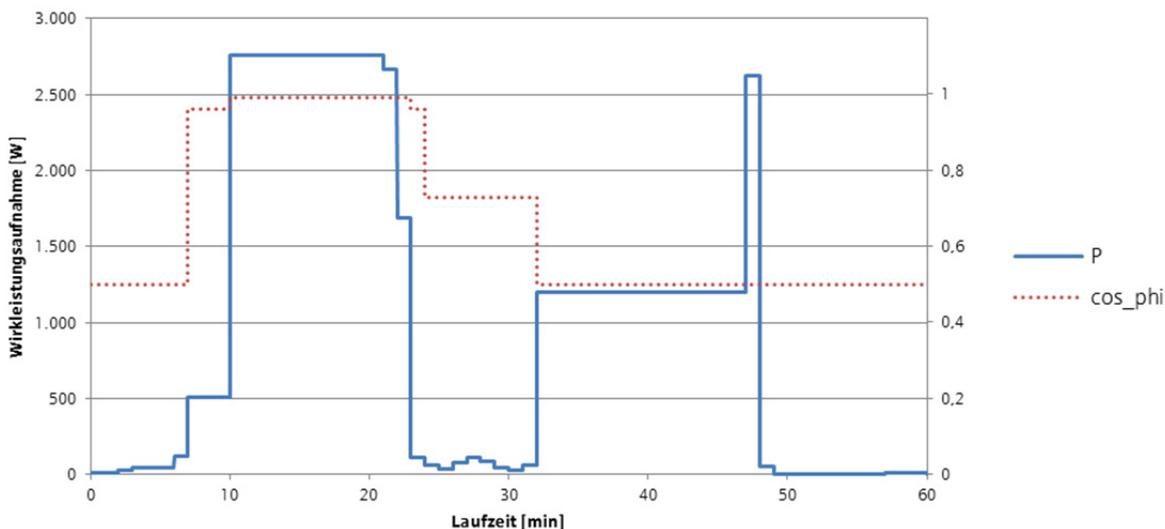


Abbildung 10: Detailliertes Lastprofil des Programms „Kurzprogramm“ für die Gerätegruppe „Geschirrspüler“

Die in Tabelle 16 angegebenen Wahrscheinlichkeiten sind grobe Schätzwerte, da eine entsprechende Statistik nicht vorhanden ist. Auch stellen die vier ausgewählten und eingebundenen Programme nur eine grobe Wiedergabe der tatsächlich vorhandenen Programmarten dar, welche nicht unbedingt repräsentativ sein muss. Da aber die meisten Geschirrspüler nach ähnlichem Funktionsprinzip arbeiten und jede Instanz eines Geschirrspülers zusätzliche Variationen der Lastkurve durchführt, werden die individuellen Eigenschaften jedes einzelnen Geschirrspülers berücksichtigt.

Tabelle 16: Wahrscheinlichkeiten für die einzelnen Programme bei den Geschirrspülern

60°C	Kurz- Programm	langes Programm	mit Zwischenspülung
35 %	25 %	30 %	10 %

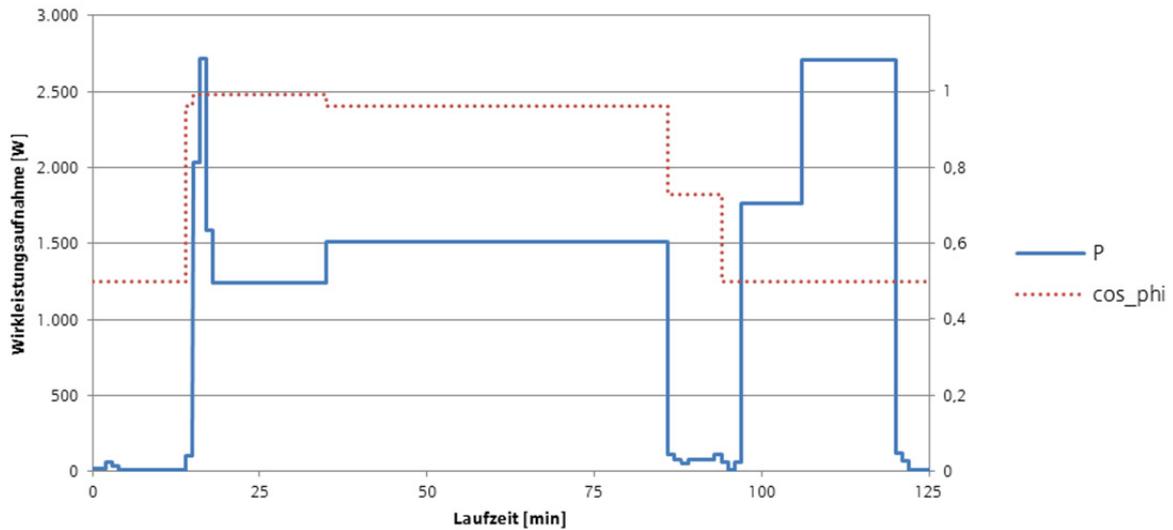


Abbildung 11: Detailliertes Lastprofil des Programms „langes Programm“ für die Gerätegruppe „Geschirrspüler“

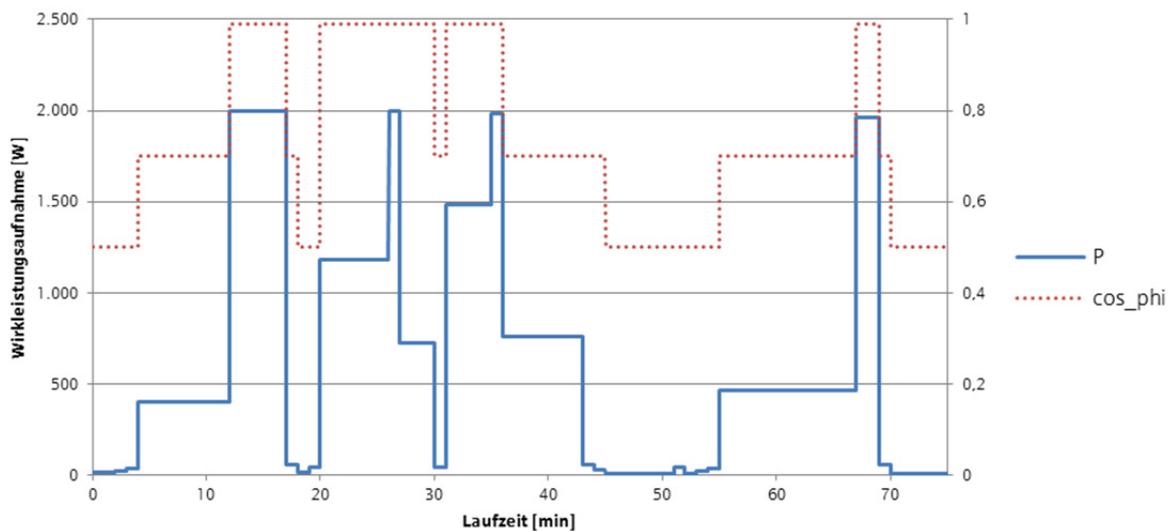


Abbildung 12: Detailliertes Lastprofil des Programms „mit Zwischenspülung“ für die Gerätegruppe „Geschirrspüler“

2.3.1.6 Heizung

Der Gerätesektor „Heizen“ wurde im Zuge des Projektes neu eingeführt. In der ADRES-Messreihe wurden einige elektrische Heizungsgeräte vermessen, deren Leistungsverlauf wurde mit Hilfe der Statistik [5] (Tabelle 10) auf den Leistungsbedarf pro Person skaliert, dargestellt in *Abbildung 13*:

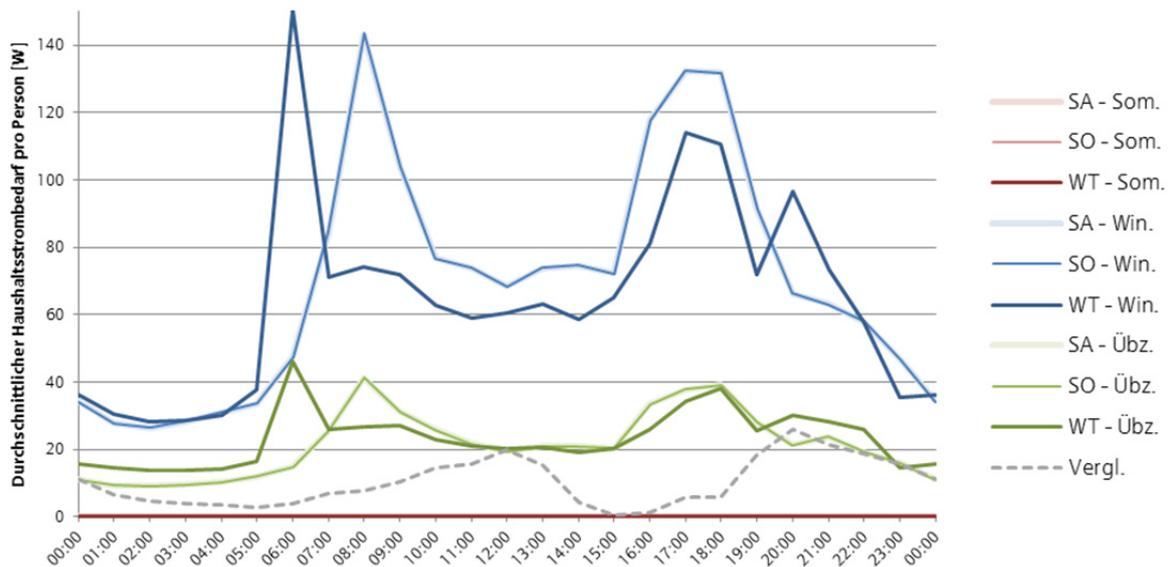


Abbildung 13: Zusammenfassung der Einsatz-Verteilungen für den Sektor „Heizen“ ; grau strichliert: die entsprechenden Daten aus [11]

Die Wochenendtage wurde wieder gleich gesetzt, deutlich ist der Unterschied in der Leistungsaufnahme zwischen Werktag und Wochenende zu erkennen. In [5] wird auch angegeben, dass es keine Leistungsaufnahme für diesen Sektor im Sommer gibt.

Dieser Sektor fasst zwei Gerätetypen zusammen: elektrische Heizungselemente (Radiatoren und Heizlüfter) sowie Wärmepumpen. Die Ausstattungsgrade mit diesen Geräten können Tabelle 6 entnommen werden. Bezüglich der mittleren Anschlussleistung für diese Geräte musste zusätzlich recherchiert und diese abgeschätzt werden.

Für die Abschätzung der mittleren Anschlussleistung von Wärmepumpen wurde auf eine Statistik der Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz (FWS) [14] zurückgegriffen, in der die Verkaufszahlen von Wärmepumpen in unterschiedlichen Leistungsklassen angegeben sind. Folgende Tabelle gibt die Zahlen für das Jahr 2011 wieder, in der letzten Spalte wurde versucht, die installierte thermische Leistung abzuschätzen:

Tabelle 17: Verkaufszahlen Wärmepumpen 2011 für die Schweiz [14]

Leistungsklasse [kW _{thermisch}]	Anzahl	installierte Leistung [kW _{thermisch}]
0 bis 5	194	485
5 bis 13	11.830	106.470
13 bis 20	3.758	62.007
20 bis 50	2.517	88.095
50 bis 100	488	36.600
100 bis 350	88	19.800
350 bis 600	18	8.550
600 bis 1500	5	5.250
Summe:	18.898	32.7257
durchschn. installierte Leistung:		17,3 kW_{thermisch}

Über die Arbeitszahl, kurz AZ (wieviel kW thermische Energie wird pro eingesetzter kW elektrische Energie erzeugt) und der Anzahl der installierten Wärmepumpen kann von der mittleren thermischen Anschlussleistung auf die mittlere elektrische Anschlussleistung geschlossen werden. Dazu wurde auf die Daten einer offenen Statistikplattform von Hartmut Brockmann zurückgegriffen [15], in der Benutzer die Daten ihrer Wärmepumpen eintragen können und deren Daten dann frei zugänglich sind. Mit dem Anteil der einzelnen Wärmepumpentypen aus [14] kann die durchschnittliche Arbeitszahl ermittelt werden:

Tabelle 18: Arbeitszahlen (AZ) unterschiedlicher Wärmepumpentypen [15] sowie deren Anteil an installierten Wärmepumpen [14] für das Jahr 2011:

Typ	Anteil	Ø-AZ
Luft/Wasser	59,5 %	3,23
Sole/Wasser	37,6 %	4,17
Wasser/Wasser	2,9 %	4,17
Mittlere AZ:		3,61

Damit ergibt sich rechnerisch eine durchschnittliche elektrische Anschlussleistung für Wärmepumpen von 4,80 kW.

Bei Heizgeräten muss man davon ausgehen, dass es durchaus Zeiten gibt, zu der alle Geräte aktiv sind (z.B. an einem kalten Winter-Werktag), da diese Gerätetypen eine hohe Zeitkonstante in ihrem Betriebsverhalten aufweisen (da auch das thermische Verhalten von Räumen hohe Zeitkonstanten hat). Daher wurde angenommen, dass die maximale Leistungsaufnahme von 150,69 W aus *Abbildung 13* durch die Summe der Anschlussleistungen der installierten Heizgeräte zustande kommt. Über die mittleren Ausstattungsgrade pro Person aus *Tabelle 6*, sowie der bereits ermittelten mittleren Anschlussleistung von Wärmepumpen ergibt sich für die sonstigen Heizgeräte eine mittlere Anschlussleistung von 2,97 kW. Dieser Wert deckt sich sehr gut mit Werten aus anderen Statistiken.

2.3.1.7 Küchengeräte

In den ADRES-Messungen wurden einige Küchengeräte genau vermessen. Wie aber bereits eingangs erwähnt, sind jene Geräte mit potentiell höherem Verbrauch (Herd, Backrohr) in den Messdaten nicht enthalten, im Gegensatz zur Statistik dargestellt in *Tabelle 9* und *Tabelle 10*. Es wurde nun angenommen, dass immer, wenn die anderen Küchengeräte verwendet werden (wie z.B. Mikrowelle, Mixer, ...), generell eine Nutzung aller Küchengeräte stattfindet. Wird nun der gemessene Verbrauch mit Hilfe der Durchschnittsverbräuche hochgerechnet, ergeben sich die Verläufe, welche in *Abbildung 14* zusammengefasst sind.

Deutlich ist zu erkennen, dass am Wochenende deutlich mehr Energie für den Sektor „Küchengeräte“ benötigt wird. Auch im Winter ist der Energiebedarf für diesen Sektor zeitweise höher als im Sommer. Bei den Wochenenden wird nicht nach Samstag oder Sonntag unterschieden, die Übergangszeit ist wieder der jahresenergetisch neutrale Mittelwert.

2.3.1.8 Kühlgeräte

Wie aus *Abbildung 15* zu erkennen ist, ist die Leistungsaufnahme dieser Sektoren annähernd konstant. Die anfängliche Vermutung, dass das vermehrte Öffnen von Kühlgeräten z.B. während der Mittags- und Abendzeit zu einem erhöhten Energieverbrauch führt, wie es z.B. in [16] gemessen wurde, konnte im Rahmen der ADRES-Messungen ebenfalls bestätigt werden (zu sehen in *Abbildung 15*: leicht niedrigere Leistungsaufnahme als der Mittelwert in den Nachstunden, leichte Erhöhung in den Abendstunden).

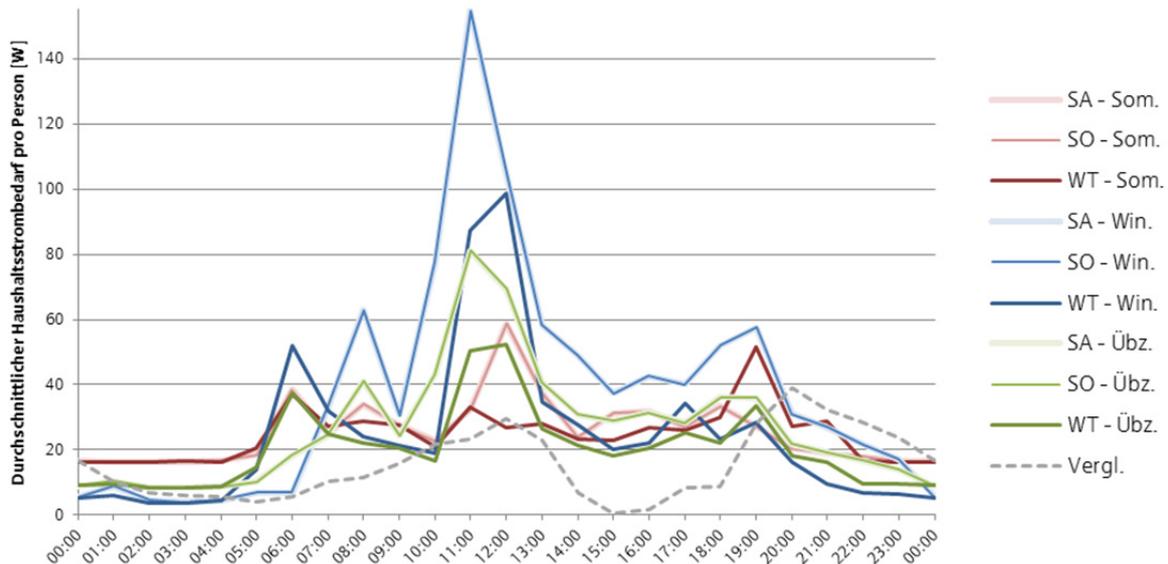


Abbildung 14: Zusammenfassung der Einsatz-Verteilungen für den Sektor „Küchengeräte“; grau strichliert: die entsprechenden Daten aus [11]

Da diese Schwankungen jedoch nicht sehr stark ausfallen, wurde darauf verzichtet, diesen Einfluss in das Modell für die Kühlgeräte aufzunehmen. Dadurch können für dieses Projekt die bereits in [8] ermittelten Parameter für Kühl- und Gefriergeräte verwendet werden.

Im Gegensatz zu der ADRES-Messreihe wird aber bei den Simulationen für dieses Projekt zwischen Kühl- und Gefriergeräten unterschieden, da sich diese doch deutlich in ihrem Verhalten (insbesondere aufgrund der doch wesentlich unterschiedlichen thermischen Parameter) unterscheiden.

Im Gegensatz zu den Daten aus [11] ist der durchschnittliche Verbrauch der Kühlgeräte etwas niedriger anzusetzen. Dies ist sicher auf das Alter der verwendeten Statistik in [11] zurückzuführen, da sich in der Zwischenzeit die Energieeffizienz dieser Geräte weiterentwickelt hat.

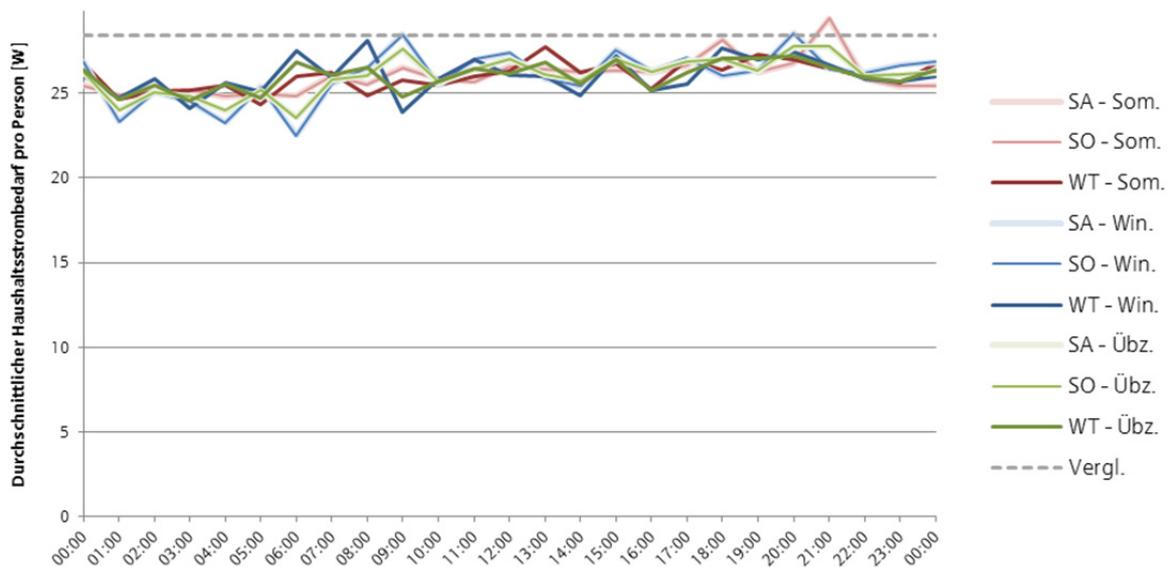


Abbildung 15: Zusammenfassung der Leistungsaufnahme von Kühlgeräten; grau strichliert: durchschnittlicher Leistungsbedarf für Kühlgeräte aus [11]

2.3.1.9 Warmwasser

Der Sektor Warmwasser ist auch mit großen Unsicherheiten behaftet, da aus den Messdaten nicht direkt auf diesen Sektor geschlossen werden konnte. Es wurden zwar in der ADRES-Messreihe einige Durchlauferhitzer vermessen. Mit diesen Daten kann aufgrund der geringen Anzahl an Geräten nicht auf den zeitlichen Verlauf des Warmwasserbedarfs geschlossen werden.

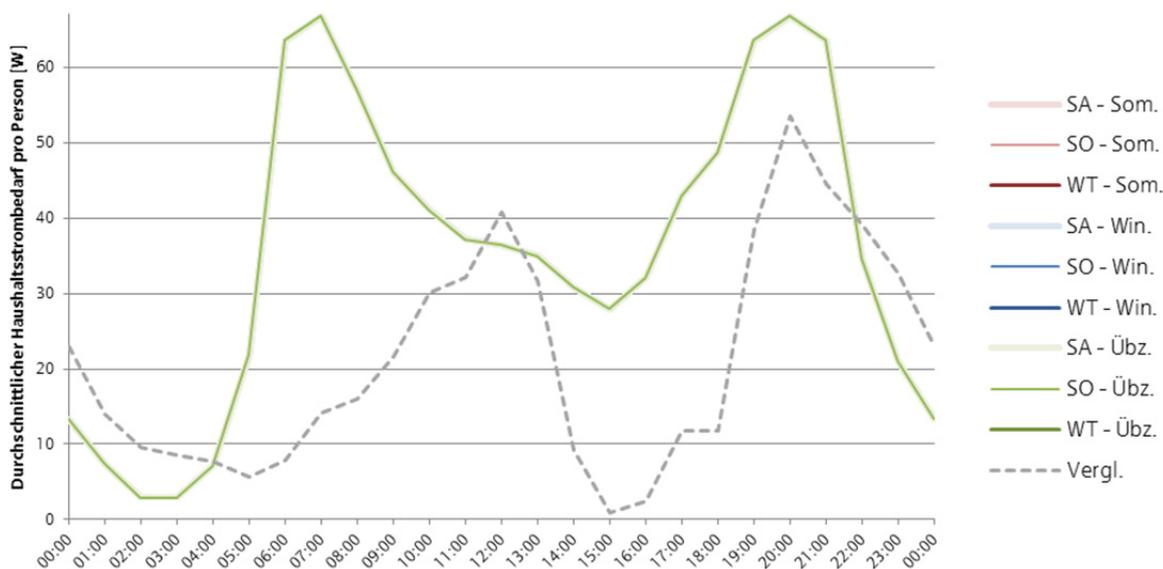


Abbildung 16: Zusammenfassung der Einsatz-Verteilungen für den Sektor „Warmwasser“; grau strichliert: die entsprechenden Daten aus [11]

Daher wurde auf den zeitlichen Verlauf des Warmwasserbedarfs im Haushaltsbereich, der in der VDI6002 angegeben ist, zurückgegriffen und mit Hilfe der Daten aus [5] (Tabelle 8) auf die Leistungs-

aufnahme pro Person skaliert (*Abbildung 16*). Da in [5] anscheinend keine Abhängigkeit des Warmwasserbedarfs von der Jahreszeit festgestellt wurde, wurde er auch im Projekt gleich angenommen. Weiters wurde auch zwischen den einzelnen Wochentagen nicht unterschieden.

Aus Tabelle 6 lassen sich die Ausstattungsgrade mit Durchlauferhitzern und Warmwasserboilern ablesen. Mit diesen und über den Leistungsverlauf in *Abbildung 16* bzw. der maximalen mittleren Leistungsaufnahme pro Person von 66,8 W wurde versucht, die mittleren Anschlussleistungen dieser Geräte zu ermitteln. Dazu mussten auch noch Annahmen in Bezug auf die Häufigkeit der Verwendung geschlossen werden. Dazu wurde wieder auf die ADRES-Messreihe zurückgegriffen. Über die Annahme, dass nie mehr als 25% aller Warmwassergeräte gleichzeitig aktiv sind (ergibt sich aus den Einzelzeitverläufen einzelner Geräte, welche ca. 15min aktiv sind) und einer maximalen täglichen Einsatzdauer von Durchlauferhitzern von 1h ergeben sich folgende mittleren Anschlussleistungen:

Tabelle 19: mittlere Anschlussleistungen von Warmwassergeräten

Gerätetyp	Geräte pro Person	Ø-Leistungsaufnahme pro Gerät
Warmwasserboiler	0,16	1575,9 W
Durchlauferhitzer	0,02	12 kW

2.3.1.10 Wäschetrockner

In der ADRES-Messreihe wurden die beiden Sektoren „Trocknen“ und „Waschen“ gemeinsam ermittelt. Mit Hilfe der Daten aus [11] wurden die Messwerte wieder auf die beiden Sektoren aufgespalten. Weiters wurde mit Hilfe von Daten aus [13] eine genauere Unterscheidung zwischen Samstag und Sonntag ermöglicht. In den Untersuchungen in [13] stellte sich nämlich heraus, dass Waschmaschinen und Wäschetrockner vermehrt an Samstagen in Betrieb sind. Mit Hilfe dieser Daten ergeben sie die Verläufe für die Einsatzverteilung, welche zusätzlich über den jahreszeitlichen Energieverbrauch in Tabelle 10 auf den Energieverbrauch einer durchschnittlichen Person skaliert wurden. Damit ergibt sich der endgültige Verlauf, dargestellt in *Abbildung 17*:

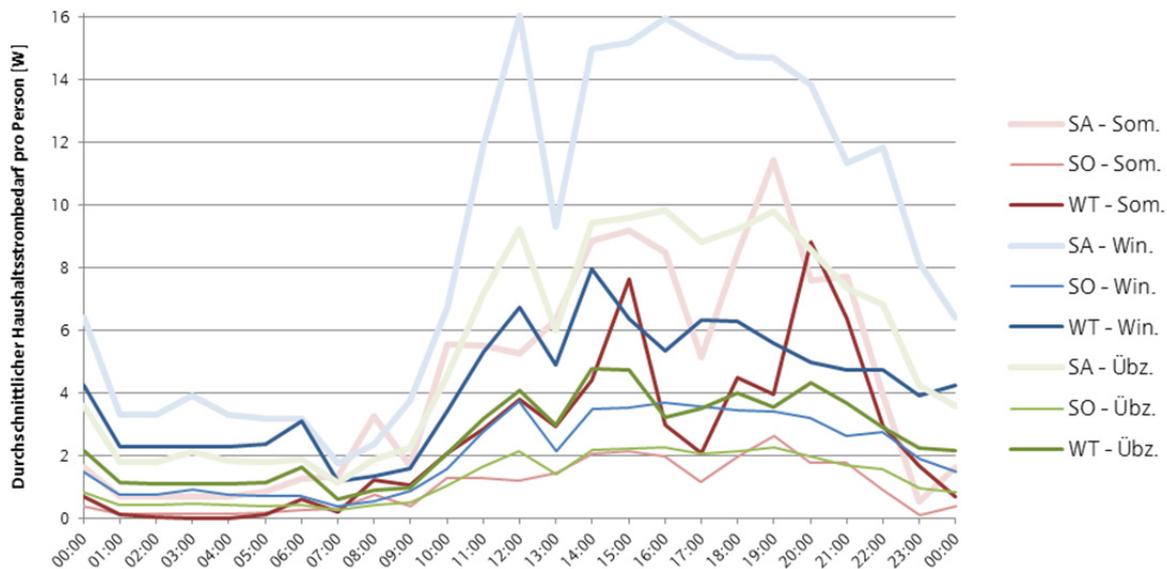


Abbildung 17: Zusammenfassung der Einsatz-Verteilungen für Wäschetrockner

Im Gegensatz zu den Daten in [11] und [13] ergeben sich aus der Statistik [5] deutlich niedrigere Energieverbräuche und damit geringere Einsatzwahrscheinlichkeiten für diesen Sektor, weshalb in *Abbildung 17* auch kein Vergleich mit diesen Daten vorgenommen wurde. Die Ursachen für diese Änderung können im veränderten Verbrauchsverhalten, besseren Geräten und größerem Umfragesample liegen.

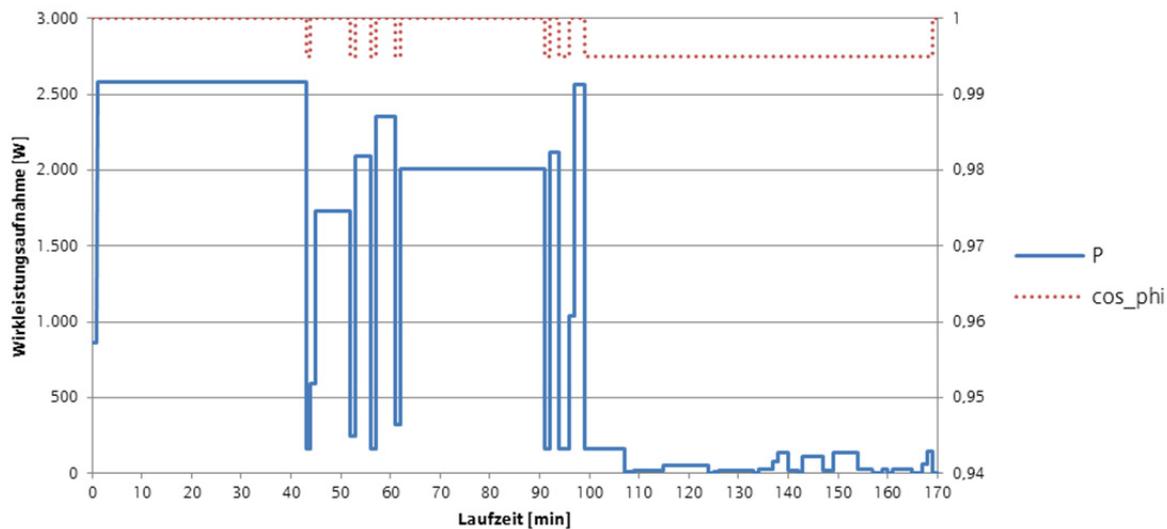


Abbildung 18: Detailliertes Lastprofil des Programms „Lang“ für die Gerätegruppe „Wäschetrockner“

In *Abbildung 18* bis *Abbildung 21* sind die einzelnen hinterlegten Lastprofile für diese Gerätegruppe dargestellt. Diese beruhen auf Einzelgerätemessung im Zuge der ADRES-Messreihe. Es wurden vier charakteristische Programme in das Modell eingefügt.

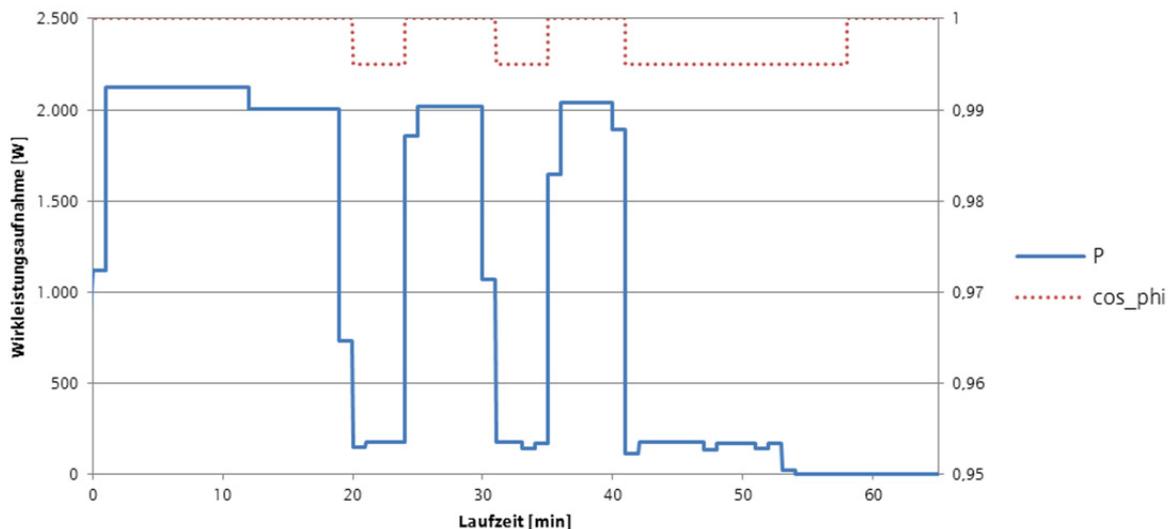


Abbildung 19: Detailliertes Lastprofil des Programms „Mittel“ für die Gerätegruppe „Wäschetrockner“

Für die Blindleistungsaufnahme sind keine Messungen von Wäschetrocknern vorhanden, welche dahingehende Informationen enthalten haben. Daher wurde hier versucht, über den Blindleistungsbedarf von Waschmaschinen, welche einen ähnlichen Antrieb der Trommel aufweisen, diesen für Wäschetrockner abzuschätzen. Da Wäschetrockner hauptsächlich ohmsche Lasten darstellen (das Heizgebläse ist der dominierende Verbraucher) wurde auch deren Leistungsaufnahme nur mit sehr geringem Blindleistungsbedarf modelliert. Da für die Geräteprofile im Projekt nur die Wirkleistungsaufnahme betrachtet werden wird, ist die Darstellung des $\cos(\varphi)$ nur der Vollständigkeit halber.

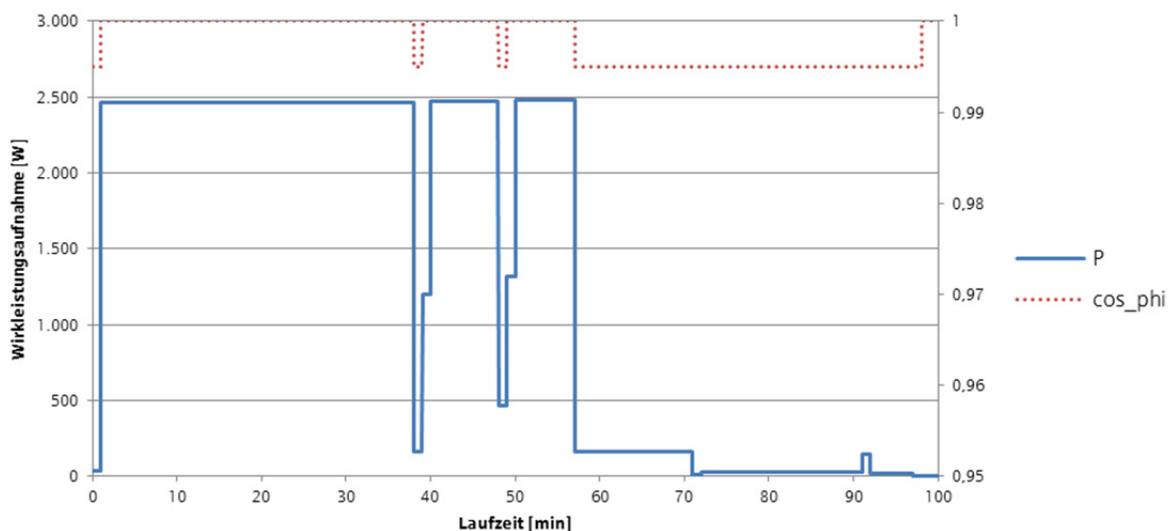


Abbildung 20: Detailliertes Lastprofil des Programms „Kurz“ für die Gerätegruppe „Wäschetrockner“

In *Tabelle 20* sind die Wahrscheinlichkeiten für die Auswahl eines der vier vorgestellten Programme aufgelistet.

Tabelle 20: Wahrscheinlichkeiten für die einzelnen Programme bei Wäschetrocknern

Lang	Mittel	Kurz	Sehr Kurz
35 %	25 %	20 %	20 %

Die angegebenen Wahrscheinlichkeiten sind grobe Schätzwerte, da eine entsprechende Statistik nicht vorhanden ist. Auch stellen die vier ausgewählten und eingebundenen Programme nur eine grobe Wiedergabe der tatsächlich vorhandenen Programmarten dar, welche nicht unbedingt repräsentativ sein muss. Da aber die meisten Wäschetrockner nach ähnlichem Funktionsprinzip arbeiten und jede Instanz eines Wäschetrockners eine zusätzliche Variation der Lastkurve durchführt, werden die individuellen Eigenschaften jedes einzelnen Geräts ausreichend berücksichtigt.

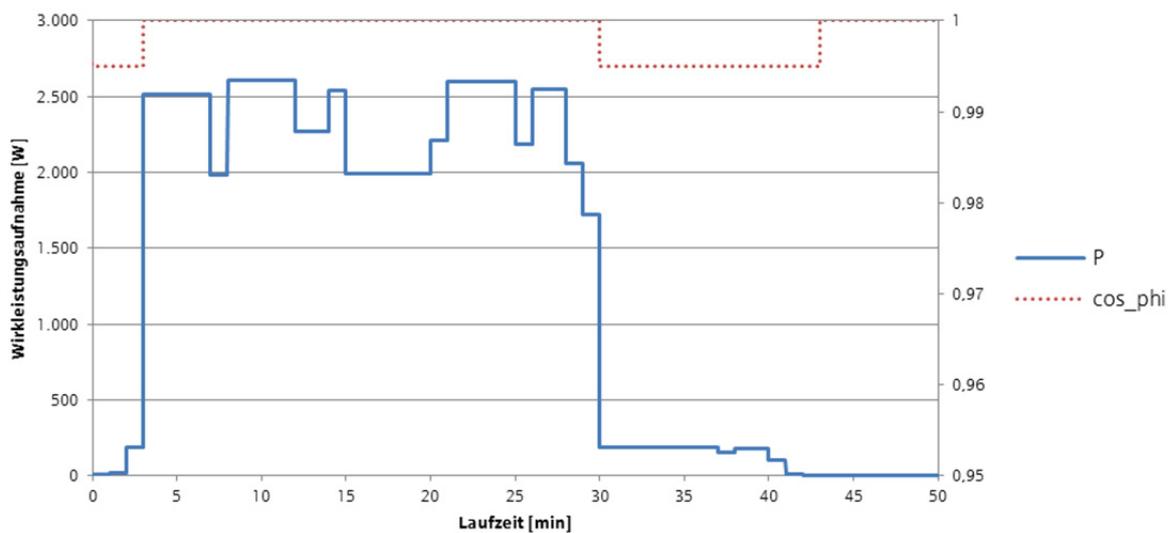


Abbildung 21: Detailliertes Lastprofil des Programms „Sehr kurz“ für die Gerätegruppe „Wäschetrockner“

2.3.1.11 Waschmaschine

Bei den Waschmaschinen wurde ähnlich wie bei den Wäschetrocknern verfahren. *Abbildung 22* zeigt die so ermittelten Verläufe.

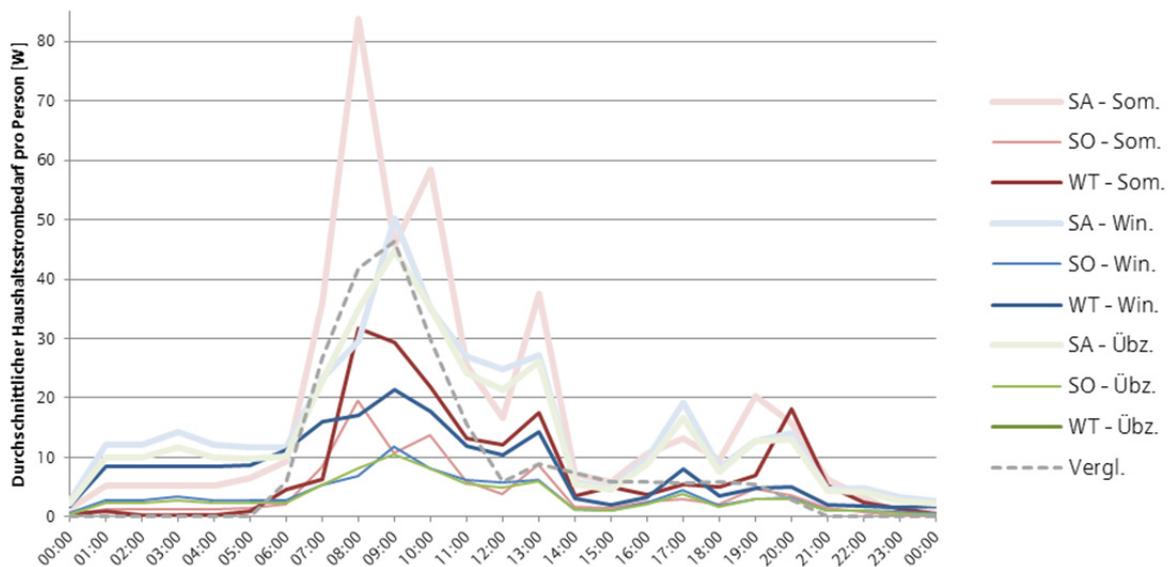


Abbildung 22: Zusammenfassung der Einsatz-Verteilungen für Waschmaschinen; grau strichliert: die entsprechenden Daten aus [11]

Im Gegensatz zu den Wäschetrocknern, dargestellt in Abbildung 17 werden die Waschmaschinen eher früher verwendet. Erst nachdem die Waschmaschine die Wäsche gewaschen hat, werden vermehrt die Trockner eingesetzt. Dieser Umstand ist in den beiden Diagrammen sehr gut zu erkennen. Auch sind Trockner mit einer höheren (annähernd konstanten) Leistung länger in Betrieb, wohingegen die Hauptleistungsaufnahme von Waschmaschinen nur zu Beginn beim Aufheizen der Waschlauge stattfindet. Für die Modellierung der Lastkurven der einzelnen Programme sowohl in der Blindleistungs- und Wirkleistungsaufnahme wurde ähnlich wie bei den Geschirrspülern (Abschnitt 2.3.1.5) vorgegangen. Dabei konnte wieder auf die Vermessung von solchen Geräten zurückgegriffen werden. In *Abbildung 23* bis *Abbildung 25* sind die hinterlegten Lastkurven, welche drei Programmen entsprechen, dargestellt. Der Verlauf des $\cos(\varphi)$ ist auch hier wieder nur der Vollständigkeit halber angegeben. Tabelle 21 gibt für die einzelnen Programme die Auswahlwahrscheinlichkeit an:

Tabelle 21: Wahrscheinlichkeiten für die einzelnen Programme bei Waschmaschinen

30° Super schnell	40°-60° Mix	60°
30 %	60 %	10 %

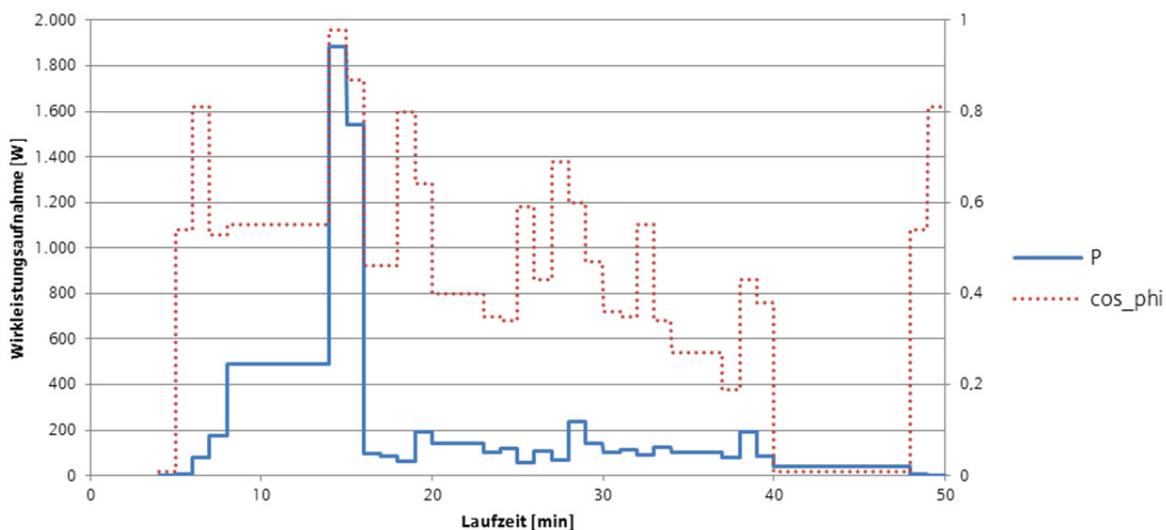


Abbildung 23: Detailliertes Lastprofil des Programms „30° Super schnell“ für die Gerätegruppe „Waschmaschinen“

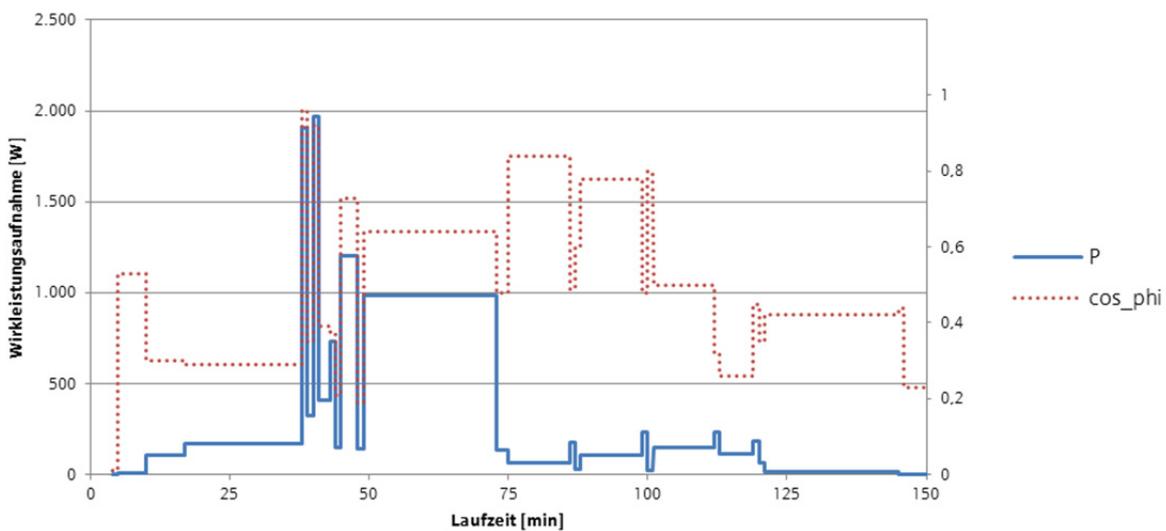


Abbildung 24: Detailliertes Lastprofil des Programms „40°-60° Mix“ für die Gerätegruppe „Waschmaschinen“

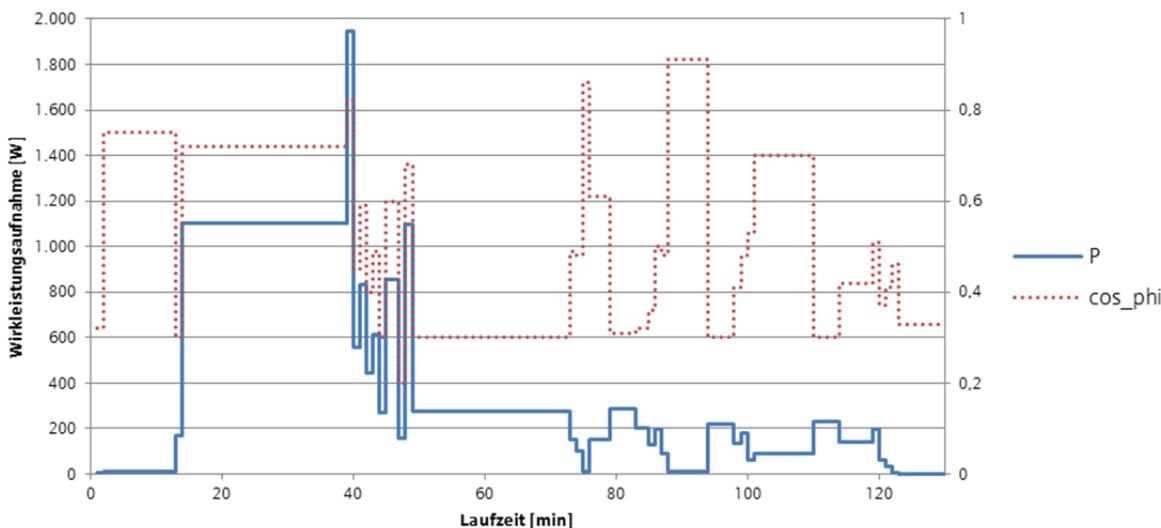


Abbildung 25: Detailliertes Lastprofil des Programms „60“ für die Gerätegruppe „Waschmaschinen“

2.3.1.12 Umwälzpumpe

Auf den Einsatz von Umwälzpumpen wurde über den Verlauf des Heizbedarfes (siehe Abschnitt 2.3.1.6) geschlossen. Mit Hilfe von [5] (Tabelle 10) wurde der Verlauf auf die mittlere Leistungsaufnahme pro Person skaliert, dargestellt in *Abbildung 26*:

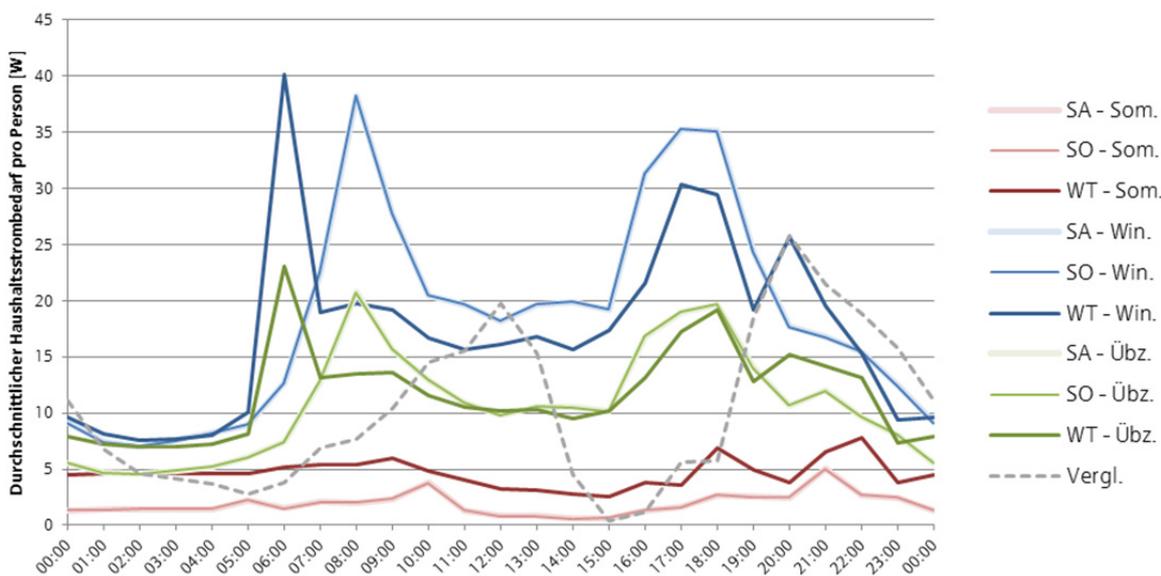


Abbildung 26: Zusammenfassung der Einsatz-Verteilungen für Umwälzpumpen; grau strichliert: die entsprechenden Daten aus [11]

Diese Ermittlung ist zwar mit großen Unsicherheiten behaftet, wie man jedoch in *Abbildung 26* erkennen kann, ergeben sich doch Verläufe, die plausibel erscheinen. So ist der Einsatz der Umwälzpumpen im Sommer stark reduziert, im Winter deutlich verstärkt und hier ausgeprägt in den Morgen- und Abendstunden. Am Wochenende wird im Winter morgens erst später mit dem Heizen begonnen, dafür länger und stärker am Abend.

Im vorliegenden Fall wurde wieder nicht zwischen Samstagen und Sonntagen unterschieden, aufgrund fehlender Messdaten wurde die Übergangszeit als jahresenergetisch neutraler Durchschnitt ermittelt.

Die Umwälzpumpen wurden im Projekt als ein Gerät modelliert, da man davon ausgehen kann, das selbst im Fall, dass es mehrere Umwälzpumpen in einem Haushalt gibt (wie es bei einer Zentralheizungsanlagen auch durchaus üblich ist), diese zumeist zur gleichen Zeit aktiv sind. Über den mittleren Ausstattungsgrad aus Tabelle 6 (letzte Zeile) und der Annahme, dass für die maximale Leistungsaufnahme pro Person von 40,13 W 90% der Pumpen aktiv sind, ergibt sich eine mittlere Anschlussleistung von 200,65 W. Durch eine ausreichende Streuung um diesen Wert ist sichergestellt, dass die große Bandbreite an realen Anschlussleistungen gut abgebildet wird.

2.3.2 Modellierung und Simulation der Geräte

In diesem Abschnitt wird auf die Modellierung der Geräte und der Haushalte eingegangen, um darzustellen, wie die synthetischen Lastprofile erzeugt werden. Zunächst wird auf den konkreten Aufbau des Modells eingegangen und anschließend dessen Parametrisierung mit Hilfe der Daten aus dem vorhergehenden Abschnitt erläutert.

Das verwendete Modell basiert auf einem objektorientierten Bottom-Up Ansatz, welcher sich als sehr zielführend erwiesen hat, da einerseits die Daten für eine Modellierung von Haushalten vorhanden sind (siehe Abschnitt 2.8.5), andererseits so die Möglichkeit besteht, die Reaktion einzelner Geräte in einem Haushalt genauer zu beobachten. Insbesondere aufgrund der Problemstellung in [8] (Simulation der Auswirkung von Demand Side Management auf die Haushaltsleistungsaufnahme) wurde dieser Ansatz gewählt. Das in [8] entwickelte Simulationsmodell bildet die Ausgangsbasis für die Erzeugung von synthetischen Lastprofilen und wurde für dieses Projekt den Anforderungen entsprechend erweitert.

Beim verwendeten objektorientierten Bottom-Up Ansatz wird jedes einzelne Gerät als Instanz einer so genannten Geräteklasse repräsentiert. Jede Geräteklasse fasst das Verhalten und die dieses Verhalten beschreibenden Parameter von bestimmten Geräten zusammen und abstrahiert daher einer Vielzahl von Geräten auf ein gleiches Grundmodell. Jedem Parameter der Geräteklassen können statistische Verteilungen zugeordnet werden, die das Verhalten und damit die Leistungsaufnahme aller Geräteinstanzen beschreiben. Jede Geräteinstanz erhält bei seiner Instanziierung einen konkreten Wert für jeden Parameter gemäß der angegebenen Verteilung und weist damit individuelles Verhalten auf.

Weiters werden alle Geräte, deren Parameter durch die gleichen Verteilungen beschrieben werden, zu einer so genannten Gerätegruppe zusammengefasst. Diese Gerätegruppe bzw. deren Satz an Verteilungen beschreibt das durchschnittliche Verhalten (z.B. Leistungsaufnahme über den Tag) einer Vielzahl gleicher Geräte. In einer letzten Ebene können Gerätegruppen zu einem so genannten Gerätesektor zusammengefasst werden, welcher die Verwendung unterschiedlicher Geräte für eine bestimmte Aufgabe repräsentiert und für die auch Daten wie z.B. in [5] vorhanden sind. *Abbildung 27* zeigt die Beziehung der beschriebenen Komponenten.

Ein Beispiel soll die Beziehungen verdeutlichen:

Z.B. werde alle Geräte, die durch ein thermisches Modell beschrieben werden können (thermische Kapazität mit Isolierung + Einbringung oder Entnahme thermischer Energie über einen elektro-thermischen Wandler) durch eine Instanz der Klasse „Thermische Speicher“ (vergl. Abschnitt 2.3.2.3) modelliert. Die-

so eine individuelle Charakteristik. Daher hat die Geräteinstanz „Kühlschrank 1“ eine andere Leistungsaufnahme als die Instanz „Kühlschrank 2“ usw. Für alle Arten von Geräten in einem Haushalt wurden solche Repräsentationen entwickelt, z.B. Klassen für Geräte mit stochastischem aber (tages)-zeitabhängigen Verhalten (für die Gerätegruppen „TV-Geräte“, „Beleuchtung“, ...) oder Klassen für Geräte, die ein Programm abarbeiten (für die Gerätegruppen „Waschmaschine“, „Geschirrspüler“, ...). Alle erstellten Gerätegruppen können schließlich zu Gerätesektoren zusammengefasst werden (so z.B. die Gerätegruppen „TV-Geräte“, „Set-Top-Boxen“, „Spielkonsolen“, ... zum Gerätesektor „Audio-Video-Geräte“, oder die Gruppen „Kühlschränke“ und „Gefrierschränke“ zum Sektor „Kühlgeräte“). Für diese Gerätesektoren sind dann statistische und gemessene Daten verfügbar (wie z.B. in [5] oder [1]). Alle die für das Projekt aDSM erstellten Gerätegruppen und Gerätesektoren sind in Tabelle 22 zusammengefasst:

Tabelle 22: Verteilung der implementierten Gerätegruppen über alle Gerätesektoren

Gerätesektor	Enthaltene Gerätegruppen in diesem Sektor
Audio-Video-Geräte	TV-Geräte, Set-Top-Boxen, Video-Equipment, Spielkonsolen, Hi-Fi-Geräte, Radios
Beleuchtung	Verschieden Typen von Beleuchtungskörpern
Bürogeräte	PCs, Monitore, Notebooks, Laser- & Inkjet-Drucker, Diverse Bürogeräte
Diverse Geräte	Geräte mit unterschiedlichen Anschlussleistungen
Geschirrspüler	
Heizung	El. Heizungen, Wärmepumpen
Küchengeräte	Backrohr, E-Herd, Mikrowelle, Diverse Küchengeräte
Kühlgeräte	Kühlschränke, Gefriergeräte
Warmwasser	Durchlauferhitzer, Warmwasserboiler
Wäschetrockner	
Waschmaschine	
Umwälzpumpe	

* Wenn ein Sektor nur eine Gerätegruppe enthält, dann ist dieser mit der Gruppe äquivalent

Wie bereits eingangs erwähnt, wurde im Rahmen der Arbeit in [8] das Simulationsmodell in MATLAB® für die Simulation der Geräte eines Haushaltes entwickelt. Für eine detaillierte Beschreibung der Umsetzung der Simulation sei deshalb auf Kapitel 2 in [8] verwiesen.

Im Nachfolgenden soll nur eine grobe Zusammenfassung des Umfangs des Modells gegeben werden. Die Erweiterungen, die im Zuge dieses Projektes durchgeführt wurden und sich daher von den Ausführungen in [8] unterscheiden, werden hier jedoch eingehender behandelt.

2.3.2.1 Erzeugen des Gerätekollektivs

Wie bereits dargestellt wird, um das Verhalten der Geräte zu definieren, in der Simulation mit Geräteparametern gearbeitet, die das Verhalten eines großen Kollektivs von gleichen Geräten beschreiben. Für die Geräteparameter wäre eine Eingabe über ein GUI sehr umständlich bzw. unübersichtlich, da sehr viele Parameter jeweils unterschiedlich für verschiedene Gerätetypen definiert werden müssen. Daher erfolgt die Parametereingabe über eine EXCEL-Tabelle, in der die verschiedenen Parameter definiert werden (siehe Beispiel gegeben in Tabelle 23).

Damit können sehr einfach viele unterschiedliche Parametersets definiert, gespeichert und verwaltet werden. Weiters können innerhalb der EXCEL-Tabelle Formeln und Zellverweise verwendet werden, um so viele Parameterwerte über ein zentrales Eingabefeld zu verändern. Das Simulationsprogramm liest die Parameterdatei vor jedem Simulationsdurchlauf ein und wandelt die darin enthaltenen Daten entweder in eine Parameterliste für jede Geräteklasse oder direkt in Variablenwerte um. *Abbildung 27* zeigt schematisch, wie die einzelnen Geräte-Instanzen vor der Simulation erstellt werden. Aus der Parameterdatei werden für jeden Gerätetyp die jeweiligen Parameterwerte ausgelesen. Jeder Gerätetyp wird mit jener Geräteklasse modelliert, die das Verhalten der Geräte am besten nachbildet. Bei der Übergabe der Parameter an die Geräteinstanzen werden diese zuerst einer Streuung unterzogen um für jede Instanz einen individuellen Parametersatz zu erhalten. Wie stark diese Streuung ausfällt ist Teil der Parameterdatei (z.B. Parameter 1 in Tabelle 23: Der Wert 100 W wird mit 20% vom Mittelwert gemäß einer Standardverteilung gestreut, d.h. $\sigma = 20$ W, was einer starken Streuung entspricht. Für nähere Erläuterungen hierzu siehe [8], Abschnitt 2.1).

Tabelle 23: Beispiel für den Aufbau einer Parametertabelle. Die farbigen Markierungen dienen ausschließlich der besseren Übersicht

Simulation Settings:									
Date_Start	19.02.2010 00:00								
Date_End	20.02.2010 00:00			Nach mindestens einer leeren Zelle nach dem letzten Wert bzw. Einheit					
Sim_Resolution	hou			kann hier ein beliebiger Inhalt stehen, er wird beim Einlesen der					
Number_User	50			Parameter ignoriert					
Device_Assembly									
	Gerät_1	1							
	Gerät_2	0							
Device Settings:									
	Gerätetyp_1								
	Parameter_1	100	W	20	%				
	Parameter_2	-1							
	Parameter_Liste_1	09:39	12:09	16:56	18:26	Uhr			
	'-> Std.Dev.:	180	180	120	60	min			
	Parameter_Liste_2	10	20	30	40	50	60	%	
	Gerätetyp_2								
	Geräteparameter für Gerätetyp_2								

Die anzugebenden Parameter sind je nach Geräteklasse unterschiedlich und werden durch die Verhaltensweise des Gerätes und die Modellierung der Gerätefunktionen bestimmt. Durch den objektorientierten Ansatz vererben sich die Eigenschaften der Super- zu den Subklassen, wodurch zwar immer feinere

Einstellungsmöglichkeiten und Verhaltensanpassungen erzielt werden können, im Gegenzug aber auch die Anzahl an zu ermittelnden Parametern ansteigt.

Abbildung 28 zeigt den Aufbau und den Zusammenhang der definierten und in diesem Projekt verwendeten Klassen. In den folgenden Abschnitten soll kurz auf deren Eigenschaften eingegangen werden.

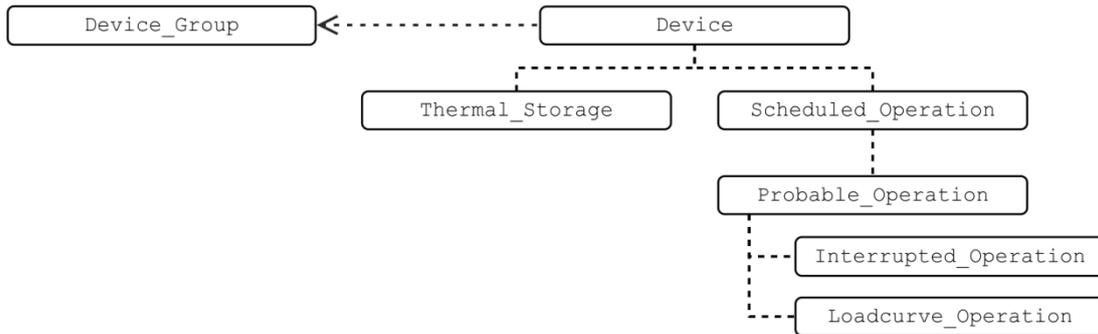


Abbildung 28: grobe Übersicht über die verwendeten Geräteklassen und deren Zusammenhang

Noch kurz zur Schreibweise: im Folgenden werden alle Bezeichnung, die auch im MATLAB-Code zu finden sind bzw. auf diesen direkt verweisen (z.B. Funktionsnamen, Variablennamen, ...) in dieser Schriftart dargestellt. Damit sollen diese Textteile besonders hervorgehoben werden.

2.3.2.2 Klasse „Device“

Alle anderen Geräteklassen sind Subklassen der Gerätekategorie `Device`, welche alle Eigenschaften zusammenfasst, die Elektrogeräte gemeinsam haben. Die wichtigste Eigenschaft der Gerätekategorie `Device` liegt darin, dass diese bei der Instanzenerzeugung die eingelesenen Parameter für ein Gerät anhand der übergebenen Argumenten-Liste gemäß einer gegebenen Verteilung (meisten nach einer Normalverteilung) streut, damit jede Instanz eines Gerätes individuelle Eigenschaften aufweist. Über die übergebenen Parameter wird auch die (Standard-)Verteilung der Streuung für jeden Wert definiert.

Die Klasse `Device` liefert auch die Grundstruktur wichtiger Funktionen, die in jeder Subklasse definiert werden müssen. Als eine der wichtigsten sei hier die Ermittlung der aktuellen Leistungsaufnahme erwähnt. Darin wird die aktuelle Wirkleistungsaufnahme sowie, über einen aktuellen Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$, die Blindleistungsaufnahme ermittelt (im Zuge von aDSM wurde aber diese nicht weiterverarbeitet).

2.3.2.3 Klasse „Thermal_Storage“

Die Klasse `Thermal_Storage` soll alle thermischen Speicher charakterisieren, deren thermischer Energieinhalt mit Hilfe von elektrischer Energie manipuliert wird. Beispiele dafür sind Kühlschränke, Gefrierschränke, Warmwasserboiler, Raumheizungen usw.

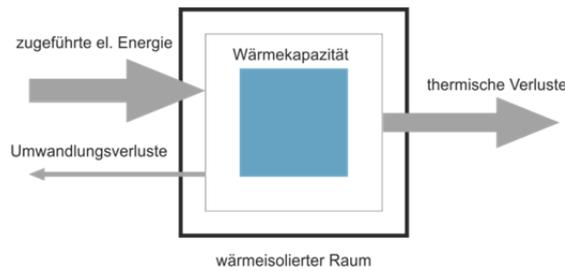


Abbildung 29: Modell für die Klasse Thermal_Storage (nach [17])

Um eine große Klasse an möglichen Verbrauchern abzudecken, wurden die Eigenschaften und Methoden dieser Klasse sehr allgemein formuliert. Ausgegangen wird von einem sehr einfachen Modell, worin der Speicher eine thermische Kapazität besitzt, die mit Hilfe einer Isolierung, welche einen thermischen Widerstand darstellt, von der „Umgebung“ abgeschirmt wird, dargestellt in *Abbildung 29*.

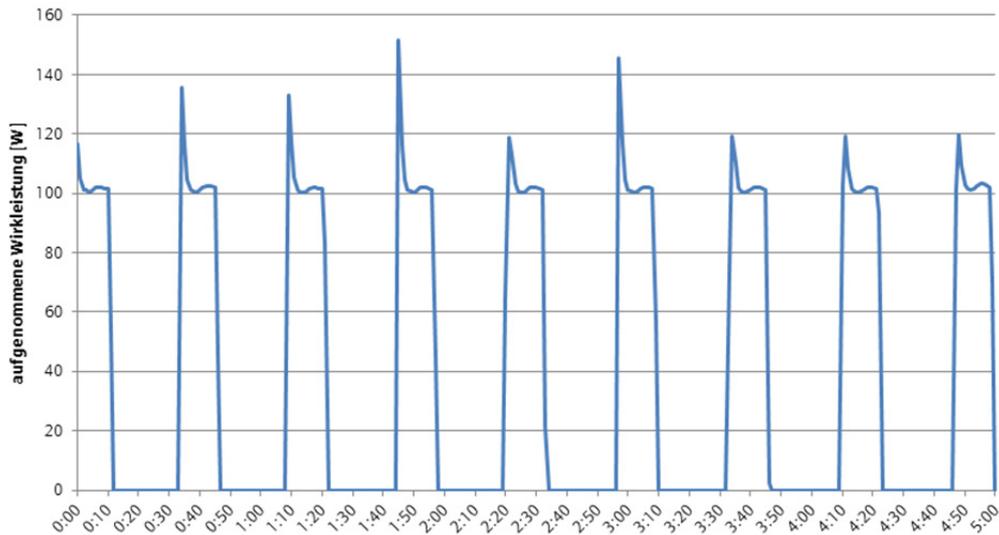
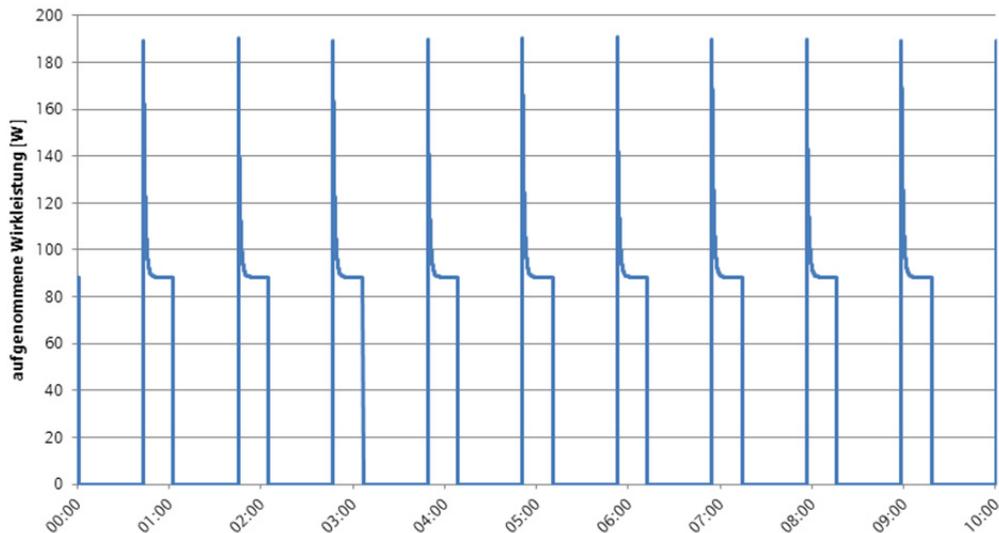


Abbildung 30: Wirkleistungsaufnahme eines Kühlschranks „Whirlpool ART 455/4“; Ausschnitt aus einer Messung (5h) in Minutenauflösung.

Im Projekt wurden als thermische Speicher jedoch nur Kühlgeräte (Kühlschränke und Gefrierschränke bzw. –Truhen) modelliert, weswegen in dieser speziellen Klasse noch eine weitere Besonderheit dieser Geräte hinzugefügt wurde, nämlich der Einschaltstromstoß der durch den Kompressor-Motor verursacht wird. *Abbildung 30* zeigt diesen Einschaltstromstoß anhand einer realen Messung. Aufgrund der zeitlichen Auflösung in Minuten und Mittelwertbildung innerhalb der Messzeit kommt es zu unregelmäßigen Höhen der Spitzen. Diese Leistungsspitzen sind auch deutlich in realen Haushaltslastprofilen zu erkennen und sind insbesondere im Fall der hochauflösenden Simulation nicht vernachlässigbar!

Im Gerätemodell ist es möglich, durch die Angabe entsprechender Parameter, diesen Einschaltstromstoß nachzubilden (siehe *Abbildung 31*).



*Abbildung 31: Simulation eines Kühlschranks mit hoher Einschaltspitze (Sekundenauflösung)
Im Projekt wird durch die Mittelung auf Minutenbasis die Einschaltspitze wiederum sehr stark reduziert, weshalb sie auf das Gesamtergebnis fast keine Auswirkung hat und daher in weiterer Folge komplett vernachlässigt wurde.*

2.3.2.4 Klasse „Scheduled_Operation“

In der Klasse `Scheduled_Operation` und deren Subklassen werden alle jene Gerätetypen aufgenommen, deren Verwendung von der Tageszeit abhängt. Der Einsatz der Geräte dieser Klasse wird durch Start- und Laufzeiten oder individuelle Lastgänge charakterisiert.

Um die Ermittlung der aktuell vom Gerät aufgenommenen Leistung möglichst effizient in MATLAB umsetzen zu können, wird in dieser Geräteklasse vor dem Simulationsdurchlauf aus den übergebenen Parametern ein sogenannter Einsatzplan erstellt, der definiert, wann das Gerät welche Leistung aufnimmt. Weiters kann in dieser Geräteklasse ein Stand-by-Verbrauch modelliert werden. `Scheduled_Operation` liefert alle Funktionen, die für den Umgang mit einem Einsatzplan notwendig sind für ihre Subklassen `Probable_Operation`, `Interrupted_Operation` und `Loadcurve_Operation`. Ähnlich wie die Superklasse `Device` kann sie jedoch nicht als Instanz eines Gerätes benutzt werden, da die eigentliche Definition des Einsatzplanes in den jeweiligen Subklassen erfolgt.

2.3.2.5 Klasse „Probable_Operation“

Die Geräteklasse `Probable_Operation` wird charakterisiert durch eine Liste mit Einschaltzeitpunkten `Time_Start`, die Breite der Verteilung der einzelnen Startzeiten um den jeweiligen Einschaltzeitpunkt, eine typische Laufzeit, in der das Gerät ab dem jeweiligen Einschaltzeitpunkt aktiv ist (`Time_typ_Run`) sowie einer Startwahrscheinlichkeit zu diesem Zeitpunkt (`Start_Probability`). Mit Hilfe dieser Parameter kann der Tageslastgang einer Verbrauchergruppe nachgebildet werden, indem die Parameterwerte dementsprechend gelegt werden. In *Abbildung 32* ist die Entwicklung von einem Einzeleinsatzplan bis

zu der Leistungsaufnahme eines großen Gerätekollektivs dargestellt. Je mehr Geräte simuliert werden, desto mehr gleicht der sich ergebende Verlauf an den erwarteten Verlauf an.

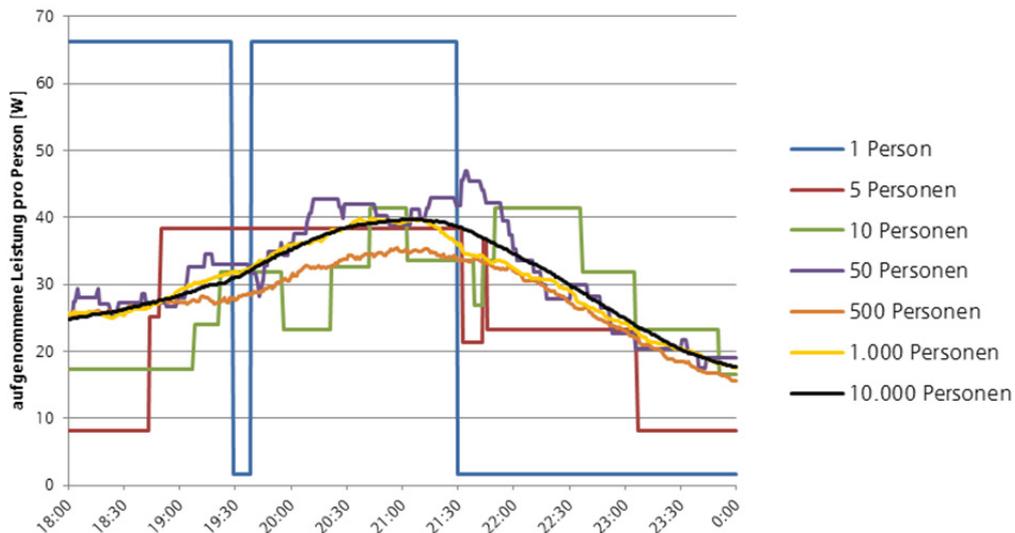


Abbildung 32: Zusammenspiel von Einsatzplänen für verschiedene Benutzerzahlen bei der Klasse

Bei der Erzeugung der Geräteinstanzen bzw. bei Aktualisierung der zeitabhängigen Parameter werden die Startzeitpunkte `Time_Start` sowie die dazugehörigen typischen Laufzeiten `Time_typ_Run` gemäß der angegebenen Standardabweichung normalverteilt gestreut. So hat jedes Gerät bereits zum Zeitpunkt der Erstellung des Einsatzplanes individuelle Start- und Laufzeiten.

Mit diesen Angaben wird ein kompletter Einsatzplan erstellt. Daran anschließend wird anhand der Startwahrscheinlichkeit `Start_Probability` zufällig für jeden Eintrag des Einsatzplanes ermittelt, ob dieser erhalten bleibt, oder aber, da das Gerät zu diesem Zeitpunkt doch nicht startet, aus der Liste entfernt wird.

Mit dem Einsatzplan ist die Leistungsaufnahme des Gerätes zu jedem Zeitpunkt genau bestimmt. Zwar kann nur eine konstante Leistung zwischen zwei Zeitpunkten definiert werden, durch eine entsprechend feine Unterteilung können aber beliebige Verläufe nachgebildet werden, was z.B. bei der Klasse `Loadcurve_Operation` angewendet wird. Dadurch, dass die Leistungsaufnahme des Gerätes in Form einer Matrix vorliegt, kann der Vorteil von MATLAB bei der Matrizenverarbeitung ausgenutzt werden, wodurch die Rechengeschwindigkeit der Simulation erhöht wird.

2.3.2.6 Klasse „Interrupted_Operation“

In [8] wurde immer ein relativ großes Kollektiv von Geräten untersucht, wodurch das individuelle Gerät nicht so exakt simuliert werden musste. Es wurde bei der Klasse `Probable_Operation` daher angenommen, dass ein Gerät in seiner Nutzungsdauer nur einmal eingeschaltet wird und über die Laufzeit immer aktiv bleibt. Bei manchen Geräten trifft dieses Verhalten gut zu (z.B. bei Fernsehern oder Radios). Für andere Geräte ist diese Vereinfachung jedoch nicht zulässig, da sie eventuell nur kurz oder immer wieder verwendet werden (wie z.B. Küchengeräte).

Um dieses Verhalten nachbilden zu können, wurde die Klasse `Interrupted_Operation` für die Verwendung in diesem Projekt eingeführt. Sie wird genauso parametrisiert wie `Probable_Operation`, nur dass zusätzlich eine mittlere Anzahl an Starts pro Stunde sowie ein Anteil an aktiver Zeit während der Nutzungsdauer definiert werden kann.

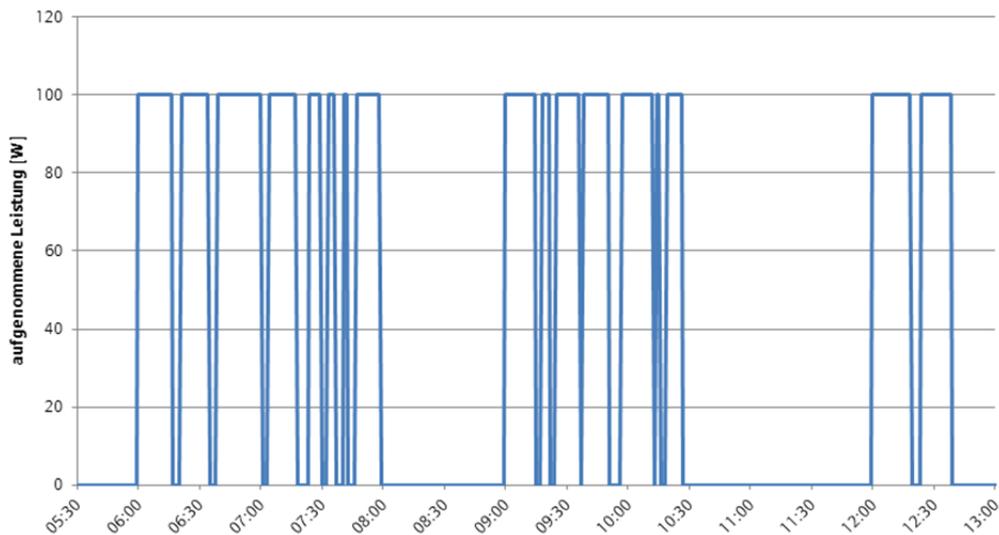


Abbildung 33: Beispiel einer Simulation eines Gerätes der Klasse `Interrupted_Operation`

Abbildung 33 zeigt eine Simulation eines Testgerätes: Das Gerät startet um 6, 9 und 12 Uhr mit einer Nutzungsdauer von 120, 90 und 45 Minuten. Weiters wurde vorgegeben, dass das Gerät 75% der Nutzungsdauer aktiv sein soll, sowie dass im Schnitt fünfmal in der Stunde das Gerät genutzt wird. Gut ist zu erkennen, dass es zu einer unterbrochenen Nutzung des Gerätes kommt. *Abbildung 34* zeigt im Prinzip das gleiche Gerät, nur wird es für insgesamt 25% der Nutzungsdauer eingeschaltet.

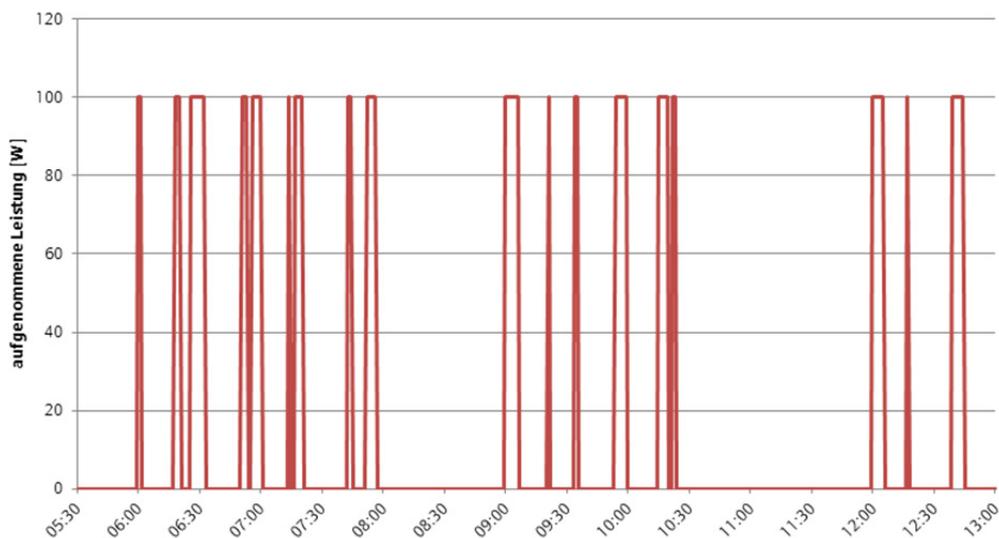


Abbildung 34: Das gleiche Gerät wie in *Abbildung 33*, nur mit 25% Aktivität in der Nutzungsdauer

2.3.2.7 Klasse „Loadcurve_Operation“

Die Klasse `Loadcurve_Operation` ist eine Subklasse von `Probable_Operation`. Im Gegensatz zu den Geräten, die diese Klasse repräsentiert und die eine konstante Eingangsleistung aufweisen, charakterisiert `Loadcurve_Operation` jene Geräte, deren Einsatz zwar auch statistisch verteilt ist, deren Leistungsaufnahme aber nach einem definierten Ablauf (Programm, Lastkurve) erfolgt. Die Lastkurve `Power_Loadcurve` definiert einen Ablauf der Leistungsaufnahme als eine Drei-Spalten-Matrix. In der ersten Spalte wird die Dauer, in der zweiten Spalte die Höhe der Leistungsaufnahme und in der letzten Spalte der aktuelle Leistungsfaktor im aktuellen Aktivitätsbereich angegeben. Zum Beispiel könnte eine Lastkurve folgendermaßen aussehen:

Tabelle 24: Beispiel für die Definition einer Lastkurve

Power_Loadcurve	min	W	cos_phi	
	10	200	0,99	
	20	100	0,97	
	30	50	0,85	
	40	25	0,8	
	30	50	0,85	
	20	100	0,97	
	10	200	0,99	
'-> Std.Dev.:	10	20	5	%

Darin wird die ersten 10 Minuten eine Wirkleistung von 200 W aufgenommen. Der Leistungsfaktor beträgt in diesem Zeitraum $\cos \varphi = 0,99$ was einer Blindleistungsaufnahme von

$$Q = S \cdot \sin \varphi = P \cdot \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} = P \cdot \tan(\cos^{-1} \varphi) = 28,5 \text{ VA}$$

entspricht. Die nächsten 20 Minuten werden 100 W und 25,1 VA aufgenommen, usw.

Die Standardabweichung kann für die Spalte der Dauer, der Wirkleistung und des Leistungsfaktors unterschiedlich definiert werden. Durch die Streuung der Zeiten und der Leistungsparameter werden unterschiedliche Programme simuliert (z.B. unterschiedliche Beladung und Programmauswahl bei einer Waschmaschine).

Es besteht aber auch die Möglichkeit, mehrere verschiedene Lastkurven für ein Gerät anzugeben. Diese müssen in keiner Weise in der Anzahl der Schritte bzw. in der Dauer und Leistungsaufnahme gleich sein, sondern können beliebig definiert werden. Über eine Verteilung kann bestimmt werden, mit welcher Häufigkeit welche Lastkurve verwendet wird (vergl. z.B. Tabelle 16)

Die konkreten Lastkurven von Geräten wurden anhand von Messungen ermittelt. Dabei wurden typische Lastverläufe für verschiedene Programmarten ausgewählt (siehe Abschnitt 2.3.1). Durch eine Variierung dieser Lastkurven bei jeder Geräteinstanz ergibt sich wiederum individuelles Verhalten bei der Programmausführung.

2.3.2.8 Klasse „Device_Group“

Eine weitere Erweiterung im Rahmen dieses Projektes ist die Klasse `Device_Group`. Diese Klasse stellt kein Gerät, sondern einen Sektor von Geräten dar, weshalb diese Klasse keine Geräteklasse darstellt, sondern nur Klassen von Geräten beinhaltet (vergl. Abbildung 27).

In [8] wurde für jeden Gerätesektor (vergl. Tabelle 22) ein durchschnittlicher Verbraucher definiert, der das Verhalten des gesamten Sektors widerspiegeln sollte. Dies stellt jedoch eine starke Vereinfachung dar. Mit Hilfe von `Device_Group` ist es nun möglich, unterschiedliche Geräte mit unterschiedlichem Verhalten in einer gemeinsamen Gruppe zusammenzufassen und das Verhalten dieser Gruppe zu untersuchen (vergl. Tabelle 25). So ist es möglich, die Einteilung der Geräte eines Haushaltes (insbesondere der Kleingeräte) in verschiedene Sektoren für die Parameterfindung beizubehalten und dennoch viele einzelne, individuelle Geräte vorliegen zu haben. Dies ist in Hinblick auf die Simulation von Haushalten besonders wichtig, da hier nur eine kleine Anzahl von Geräten betrachtet wird.

2.3.2.9 Zusammenfassung Gerätemodellierung

Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die verwendeten Klassen und Geräte im Modell für die kommenden Simulationen:

Tabelle 25: Zusammenfassung der modellierten Geräte und verwendete Klassen für die Modellierung:

Kurzname	Gerät	Geräteklasse für Modellierung
'pc_des'	Desktop PCs	Probable_Operation
'pc_not'	Notebooks	Probable_Operation
'mon_pc'	Monitore (PCs)	Probable_Operation
'pr_las'	Laserdrucker	Interrupted_Operation
'pr_ink'	Tintenstrahldrucker	Probable_Operation
'offdiv'	Diverse Bürogeräte	Probable_Operation
'tv_set'	Fernseher	Probable_Operation
'set_to'	Set-Top-Boxen	Probable_Operation
'vid_eq'	Video-Equipment	Probable_Operation
'gam_co'	Game-Konsolen	Probable_Operation
'hi-fi_'	Hi-Fi-Geräte	Probable_Operation
'radio_'	Radios	Probable_Operation
'illumi'	Beleuchtung	Interrupted_Operation
'illum1'	Beleuchtung 1	Interrupted_Operation
'illum2'	Beleuchtung 2	Interrupted_Operation
'illum3'	Beleuchtung 3	Interrupted_Operation
'illum4'	Beleuchtung 4	Interrupted_Operation
'illum5'	Beleuchtung 5	Interrupted_Operation
'illum6'	Beleuchtung 6	Interrupted_Operation
'refrig'	Kühlschränke	Thermal_Storage
'freeze'	Gefriergeräte	Thermal_Storage
'washer'	Waschmaschinen	Loadcurve_Operation

'dishwa'	Geschirrspüler	Loadcurve_Operation
'cl_dry'	Wäschetrockner	Loadcurve_Operation
'cir_pu'	Umwälzpumpen	Probable_Operation
'div_de'	Diverse Geräte	Probable_Operation
'div_d1'	Diverse Geräte 1	Probable_Operation
'div_d2'	Diverse Geräte 2	Probable_Operation
'div_d3'	Diverse Geräte 3	Probable_Operation
'div_d4'	Diverse Geräte 4	Probable_Operation
'div_d5'	Diverse Geräte 5	Interrupted_Operation
'stove_'	Herd	Interrupted_Operation
oven_'	Backrohr	Probable_Operation
'microw'	Mikrowelle	Interrupted_Operation
'ki_mis'	Diverse Küchenger.	Interrupted_Operation
'ki_mi1'	Diverse Küchenger. 1	Interrupted_Operation
'ki_mi2'	Diverse Küchenger. 2	Interrupted_Operation
'ki_mi3'	Diverse Küchenger. 3	Interrupted_Operation
'wa_heat'	Durchlauferhitzer	Interrupted_Operation
'wa_boi'	Warmwasserboiler	Interrupted_Operation
'hea_ra'	Heizkörper'	Interrupted_Operation
'hea_wp'	Wärmepumpe	Probable_Operation

Es wurden also 42 unterschiedliche Geräte in 12 Gerätesektoren (Tabelle 22) für das Modell verwendet. Damit ist der Aufbau des Modells fixiert, für die Simulation müssen aber noch die Parameter für die einzelnen Geräte ermittelt werden. Die Vorgehensweise hierfür wird im folgenden Abschnitt behandelt.

2.3.2.10 Parametrisierung des Modells

In Abschnitt 2.3.1 wurde dargestellt, auf welcher Datengrundlage die erfolgte Parametrisierung des Modells basiert. Gemeinsam mit den dort ermittelten Daten zu Anschlussleistung und Stand-By-Verbrauch sowie den Einsatzverteilungen und den Ausstattungsgraden aus Tabelle 6 ist es möglich „mittlere Benutzer“ zu modellieren, also Personen, die die gleiche Anzahl an Geräten benutzen, wie sie in der letzten Zeile von Tabelle 6 angegeben sind. D.h. dass z.B. 100 dieser „mittleren Benutzer“ 58,3 Kühlschränke, 29 Gefriergeräte, 37,2 Waschmaschinen, 10,0 Wäschetrockner usw. verwenden.

Für die Gerätemodellierung wurden zunächst die zeitunabhängigen Parameter, d.h. jene Parameter, die sich während der Benutzung des Gerätes nicht ändern, für jede Gerätegruppe festgelegt. Dazu wurde auf die entsprechenden Erhebungen und Abschätzungen von Abschnitt 2.3.1 zurückgegriffen. Bei den Kleingeräten bzw. jenen Geräten, für die keine Daten für eine gründliche Abschätzung vorhanden sind, z.B. einzelne Beleuchtungskörper, Küchenkleingeräte oder diverse Geräte, wurden zufällige Parameterwerte festgelegt, die sich mit den persönlichen Erfahrungen bezüglich der Geräteausstattung eines Haushalts decken. Für zukünftige Verwendung des Modells kann hier genauer nachjustiert werden (sofern eine ausreichende Datengrundlage vorhanden ist). Über die Einsatzverteilungen aus Abschnitt 2.3.1 ist aber sichergestellt, dass zumindest energetisch das Verhalten der Haushalte den realen vollständig entspricht. Weiters werden speziell diese Geräte nicht als DSM-Potenzial gesehen (siehe Abschnitt 2.4),

deshalb ist der exakte Zeitverlauf dieser Gerätegruppen nicht von vordergründiger Bedeutung und hat kaum Einfluss auf das Ergebnis der Untersuchungen von DSM-Systemen.

Gemeinsam mit der Festlegung, welche Geräte Teil des Modells sind (Tabelle 25) können nun die zeitabhängigen Parameter des Modells in einem zweiten Schritt ermittelt werden. Dieser Parameter beschreiben z.B. typische Startzeiten, Startwahrscheinlichkeiten zu diesen Zeiten, Verteilung der Startzeiten, typische Einschaltdauern, etc. und sind meist abhängig von der Jahreszeit und dem Wochentag, an dem die Geräte in Betrieb sein sollen (vergl. Abschnitt 2.3.1). Die Ermittlung dieser Parameter erfolgte in einer Sequenz, welche in *Abbildung 35* dargestellt wird.

Zuerst wird ein Satz einer Vielzahl von Instanzen von Geräten eines bestimmten Sektors erzeugt, wie sie von einer großen Anzahl von Benutzer verwendet werden. Dies erfolgt basierend auf einem konkreten Parametersatz (roter und grauer Block in *Abbildung 35*). Von diesen Geräten wird die Leistungsaufnahme über einen Tag (z.B. einem Sommer Werktag) simuliert (blauer Block). Das Simulationsergebnis (z.B. Leistungsaufnahme aller Audio-Video-Geräte, welche von 5.000 Personen verwendet werden) spiegelt den durchschnittlichen Einsatz der Geräte basierend auf dem aktuellen Parametersatz durch die „mittleren Benutzer“ wieder und kann daher mit den gegebenen Einsatzverteilungen (z.B. *Abbildung 4*) des Gerätesektors verglichen werden (grauer Block). Basierend auf den Abweichungen zwischen dem Simulationsergebnis und der gegebenen Einsatzverteilung werden die Parameter adaptiert, um eine besser Übereinstimmung zu erzielen (rote Pfeile). Diese Sequenz wird so lange wiederholt, bis die simulierten Profile näherungsweise mit den Einsatzverteilungen übereinstimmen.

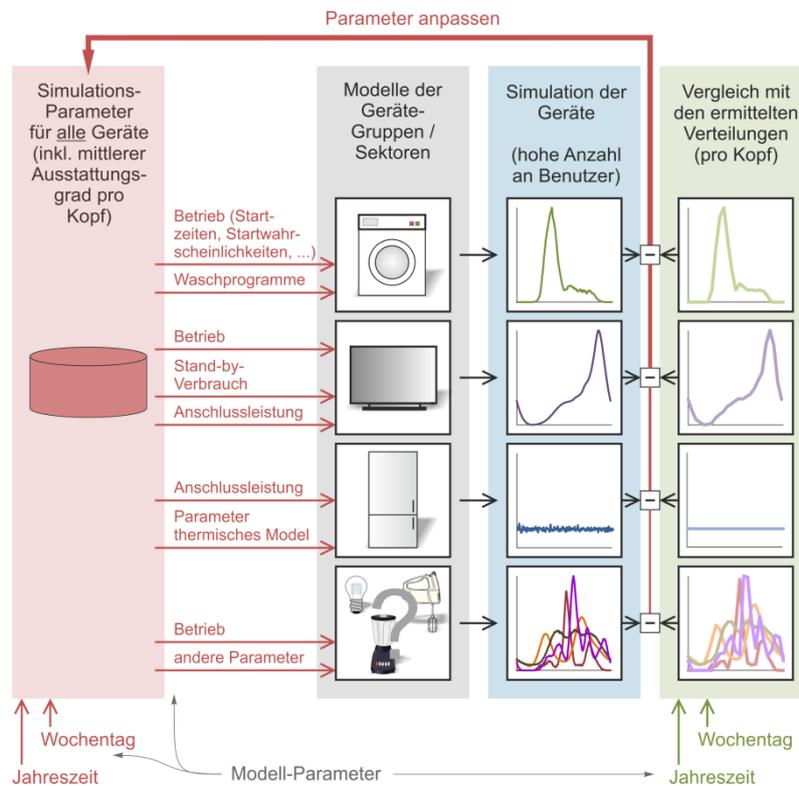


Abbildung 35: Ablauf zur Ermittlung der Parameter für die Gerätegruppen im Modell

Im Folgenden ein Beispiel für eine erfolgreiche Parametrisierung:

Ausgegangen wird von einem Startparametersatz, in dem sich zum einen bereits alle zeitunabhängigen Parameter befinden, zum anderen bereits eine erste Abschätzung für die zeitabhängigen Parameter (z.B. bereits aus [8], groben Abschätzungen aus Statistiken oder basierend auf der Einsatzverteilung). Für den Sektor „Audio-Video-Geräte“ stellt sich der Startparametersatz z.B. für einen Werktag im Sommer gem. Tabelle 26 dar.

Eingeleitet wird der Parametersatz mit den zeitabhängigen Parametern in Listenform, nämlich den einzelnen Startzeiten (*Time_Start*) der Streuung des Startzeitpunktes um diesen Zeitpunkt in Minuten (\rightarrow Std.Dev.), der Startwahrscheinlichkeit zu diesem Zeitpunkt in % (*Start_Probability*), der typischen Laufzeit in Minuten (*Time_typ_Run*) sowie deren Streuung (\rightarrow Std.Dev.).

Es folgen die Default-Werte für die Leistungsaufnahme (*Power_Nominal*), der Stand-by-Leistung (*Power_Stand_by*) sowie dem Nenn-cos(φ) (*Cos_Phi_Nominal*) und dem im Stand-by (*Cos_Phi_Stand_by*). Diese Werte werden übernommen, wenn in nachfolgenden Geräteparameterdefinitionen diese nicht mit Werten belegt werden. Danach wird der Gerätesektor definiert (d.h. eine Liste mit den Geräten, die zu diesem Sektor gehören, *Device_Group_Members*) gemeinsam mit dem mittleren Ausstattungsgrad pro Person (vergl. Tabelle 12). Danach folgen die einzelnen Parameter der Geräte der Gerätegruppe (vergl. Tabelle 13).

Durch Simulation wird dieser Parametersatz durch eine Vielzahl dieser Geräte nachgebildet (es wird das mittlere Einsatzverhalten der Geräte simuliert). Die genaue Anzahl der Geräte ergibt sich über die Anzahl von Benutzern. Gemäß dem gegebenen Ausstattungsgrad werden z.B. so viele Fernseher erzeugt, wie sie 5.000 Personen verwenden. Die hohe Anzahl dient dazu, möglichst den gegebenen Verlauf aus den mittleren Leistungsaufnahmen in Abschnitt 2.3.1 (z.B. hier aus *Abbildung 4*) nachbilden zu können. Das Simulationsergebnis wird dann mit der gewünschten Einsatzverteilung verglichen, dargestellt in *Abbildung 36*.

Tabelle 26: Startparametersatz für den Sektor „Audio-Video-Geräte“ für einen Werktag im Sommer:

Device Settings:												
Gruppe "Audio-Video-Geräte"												
Time_Start	00:25	09:15	09:45	13:35	16:00	16:15	17:55	18:50	20:40	21:30	23:30	Uhr
'>Std.Dev.:	60	30	130	25	90	40	40	30	20	20	30	min
Start_Probability	7,00	20,00	14,00	27,50	30,00	15,00	10,00	40,00	50,00	30,00	2,50	%
Time_typ_Run	60	60	280	120	60	40	60	165	150	60	60	min
'>Std.Dev.:	20											
Power_Nominal	96		20									W
Cos_Phi_Nominal	0,98		1									%
Power_Stand_by	14,4		20									W
Cos_Phi_Stand_by	0,85		5									%
Device_Group_Members												
	Fernseher		78,15									%
	Set-Top-Boxen		56,03									%
	Video-Equipment		60,46									%
	Game-Konsolen		51,61									%
	Hi-Fi-Geräte		32,44									%
	Radios		72,25									%
Fernseher												
Power_Nominal	68,33		20									W
Power_Stand_by	2,70		20									W
Set-Top-Boxen												
Power_Nominal	20,00		20									W
Power_Stand_by	3,59		20									W
Video-Equipment												
Power_Nominal	56,50		20									W
Power_Stand_by	3,70		20									W
Game-Konsolen												
Power_Nominal	66,00		20									W
Power_Stand_by	0,63		20									W
Hi-Fi-Geräte												
Power_Nominal	21,90		20									W
Power_Stand_by	2,59		20									W
Radios												
Power_Nominal	2,80		20									W
Power_Stand_by	0,52		20									W

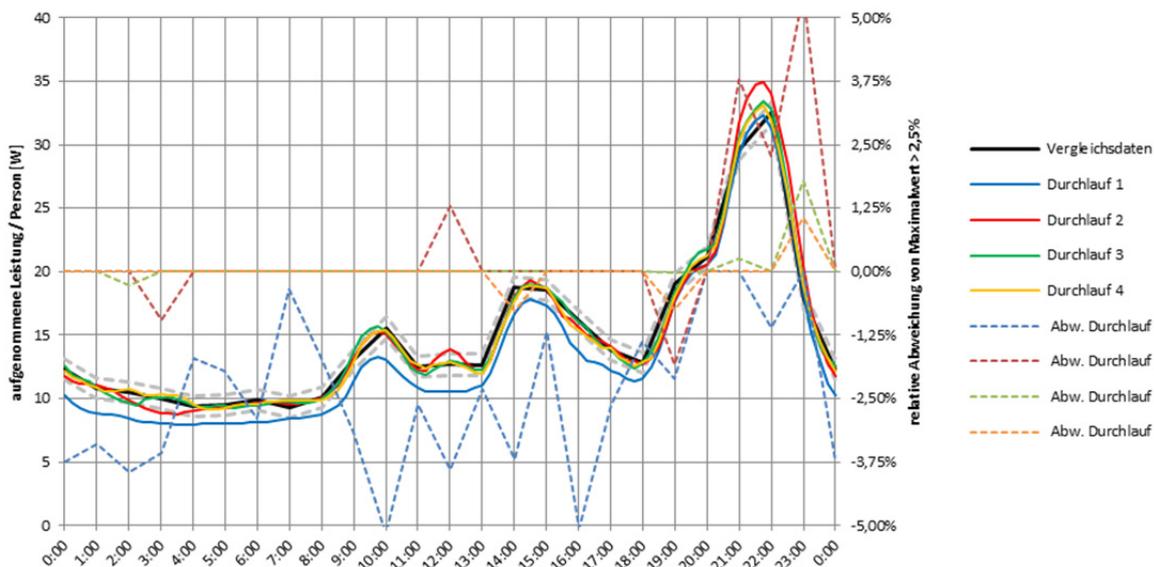


Abbildung 36: Zwischenergebnisse der Parameterfindung

In Abbildung 36 ist auch die Abweichung vom angestrebten Kriterium, dass eine ausreichende Genauigkeit für die Gerätesimulation gegeben ist, dargestellt: Es wird darauf geachtet, dass die Abweichung zwischen der gegebenen Verteilung und dem Simulationsergebnis nicht höher als 2,5% des Maximalwerts der gewünschten Verteilung ist (grau strichlierter Korridor in Abbildung 36).

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Der erste Durchlauf mit bereits geänderten Parameterwerten ist im blauen Verlauf dargestellt. Deutlich ist zu erkennen, dass zwar die Abendspitze bereits gut zwischen Simulation und Vergleichsdaten übereinstimmt, die restlichen Zeitpunkte aber durch zu geringen Geräteinsatz gekennzeichnet sind. Durch ändern der Parameter wird nun versucht, den gegebenen Verlauf möglichst nachzubilden. Die Schritte dazu sind für das betrachtete Beispiel in Tabelle 27 zusammengefasst.

Jene Simulationsergebnisse, welche in Abbildung 36 dargestellt sind, wurde in der Tabelle farblich hervorgehoben. Neben der Änderung der bereits vorhanden zeitabhängigen Parameter können neue Parameterwerte eingeführt werden (neue Spalte mit Startzeit, Streuung dieser, Startwahrscheinlichkeit, typ. Laufzeit). Tabelle 27 stellt somit ein Protokoll für die Parameterfindung dar, die ganz linke Spalte bezeichnet den Zeitpunkt der Simulation, welche die geänderten Parameterwerte dieser Zeile verwendet hat und stellt damit für spätere Nachforschungen eine eindeutige Zuordnung her.

Tabelle 27: Adaptierung der Parameter zur besseren Übereinstimmung mit den Vergleichsdaten; korrespondierende Verläufe in Abbildung 36 sind farblich hervorgehoben

		Parametervariationen													
Time_Start	00:25				09:15	09:45		13:35	16:00	16:15	17:55	18:50	20:40	21:30	23:30 Uhr
'-> Std.Dev.:	60				30	130		25	90	40	40	30	20	20	30 min
Start_Probability	7				20	14		27,5	30	15	10	40	50	30	2,5 %
Time typ Run	60				60	280		120	60	40	60	165	150	60	60 min
11.12.2012 13:15:16	1,52				4,35	3,04		5,98	6,52	3,26	2,17	8,70	10,87	6,52	0,54
11.12.2012 13:20:22	3				5				8				12		
11.12.2012 13:24:00	4				09:00				15:45						
					90				90						
					05:30			11:30							
11.12.2012 13:31:00	5				120			20							
					3			5							
					60			60							
11.12.2012 13:34:50	6				6			2,5					13		
11.12.2012 13:38:00								30							
												10	11		
	00:05		02:30												
11.12.2012 13:42:00			20									9			
			2												
			60												
11.12.2012 13:45:00			30												
												9,5			
	01:45														
11.12.2012 13:48:00			15												
			2												
			30												
11.12.2012 13:49:00			1												

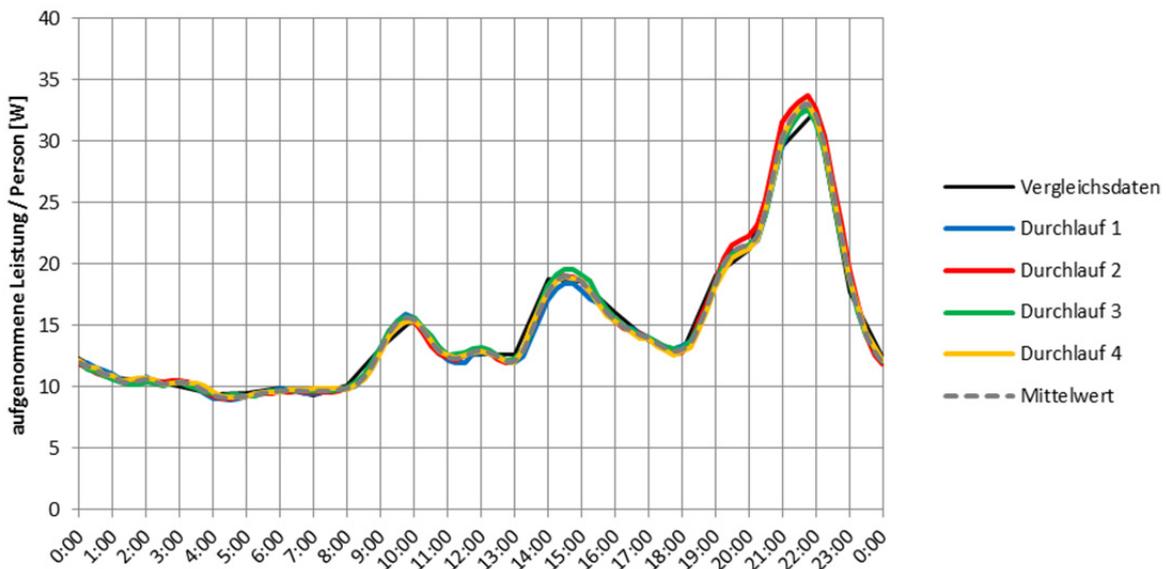


Abbildung 37: Vier Simulationsdurchläufe für den Sektor „Audio-Video-Geräte“ für einen Werktag im Sommer. Simuliert werden Geräte, wie sie 5.000 Personen verwenden

Wurde ein Parametersatz gefunden, der stabil den gewünschten Verlauf nachbildet, werden diese Parameter übernommen. Abbildung 37 (vier einzelne Durchläufe) und Abbildung 38 (Mittelwert über die vier Durchläufe + Abweichung) zeigen das Ergebnis für das vorgestellte Beispiel.

Zwar sind in Abbildung 38 zu zwei Zeitpunkten noch geringere Abweichungen zu den Vergleichsdaten vorhanden, energetisch ergeben sich aber die gleichen Ergebnisse, es sind nur minimale Abweichungen in den Zeitpunkten, wann welcher Wert erreicht wird, vorhanden. Diese Abweichungen können daher durchaus akzeptiert werden. Damit weisen die beiden „mittleren Geräte“ (jene der Einsatzverteilung und jene der Simulation) das gleiche Verhalten auf. Daher spiegelt das Verhalten der individuellen Einzelgeräte der Simulation nun die gewünschte Statistik wieder. Diese Parametrisierung wurde für alle 12 Gerätesektoren für die drei Tagestypen in den drei Jahreszeiten durchgeführt.

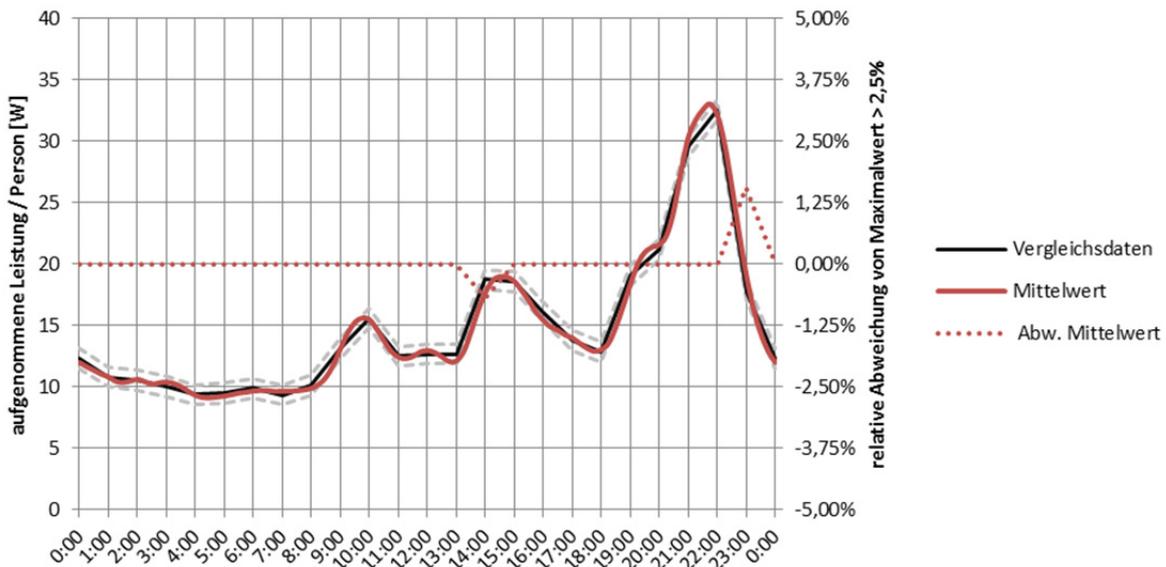


Abbildung 38: Darstellung Mittelwert und Abweichungen größer als 2,5% vom Maximalwert der vier Simulationsdurchläufe von Abbildung 37

Ein großer Nachteil dieser Vorgehensweise liegt darin, dass durch die große Anzahl an Parametern keine eindeutige Lösung (d.h. ein einziger gültiger Parametersatz) existiert, da das Problem deutlich überbestimmt ist. Zwar wurde versucht, mit Rückgriff auf geeignete Statistiken, hier möglichst realistische Ergebnisse zu erhalten (z.B. wie es in [8] anhand der Hörer- und Seherstatistik von Österreich gemacht wurde), dennoch mussten ab einem gewissen Punkt einfach Annahmen getroffen werden. In Zukunft könnte auch hier das Modell mit geeigneten Input-Daten entsprechend nachgeschärft werden. Im Rahmen des Projektes stellte sich aber die Genauigkeit des Modells aus hoch genug heraus (siehe Abschnitt 2.3.3).

Ein weiterer Nachteil liegt im Fehlen von speziellen Tagen im Jahr (z.B. Feiertage, Zwickeltage, Ferienzeiten), jeder der Tage ist basierend auf den neun Modelltagen gleich. Da sich diese speziellen Tage aber nur marginal auf den Gesamtenergieverbrauch eines Haushaltes auswirken, kann dieser Fehler vernachlässigt werden.

2.3.2.11 Simulation der Leistungsaufnahme

Wie in den vorhergehenden Abschnitten dargestellt, basiert die Parametrisierung des Modells auf der Untersuchung des Verhaltens des durchschnittlichen Benutzers welcher in einem durchschnittlichen Haushalt lebt (letzte Zeile in Tabelle 6). Für die Simulation der Modell-Siedlung müssen aber nun unterschiedliche Haushalte mit deren individuellen Ausstattungen berücksichtigt werden. Abbildung 39 zeigt den kompletten Ablauf, der für die Generierung der synthetischen Lastprofile notwendig ist.

Unter Verwendung der Daten in Tabelle 6 werden alle Haushalte der Modellsiedlung mit einer konkreten ganzzahligen Anzahl von Geräten verknüpft. Dies basiert auf probabilistischen Methoden, um sicherzustellen, dass der gleiche mittlere Ausstattungsgrad in der Modellsiedlung erreicht wird, wie er in Tabelle 6 angegeben ist. Neben der Gesamtanzahl an Geräten von jeder Gruppe für die Simulation wird auch

eine Zuordnung jedes einzelnen Geräts zu einem bestimmten Haushalt gespeichert, angedeutet in Abbildung 39 durch den violetten und grünen Block.

Nun steht die Anzahl an Geräte von jeder Gerätegruppe in der Modellsiedlung zur Verfügung. Aus den Geräteklassen, mit denen die einzelnen Gruppen beschrieben werden können und den zeitunabhängigen Parametern werden entsprechende Anzahlen an Geräteinstanzen erzeugt (grauer und türkiser Block) und damit die Siedlung mit individuellen („realen“) Geräten ausgestattet. Dieser Geräteinstanzen werden nun während der gesamten Simulationslaufzeit beibehalten, was bedeutet, dass sich die Geräteausstattung der Siedlung innerhalb des simulierten Jahres nicht ändert. In dieser Stufe ist das Simulationsmodell komplett: Die Geräteinstanzen aller Haushaltsgeräte der Siedlung, die individuelle Parameterwerte aufweisen (wie Anschlussleistung, Stand-by-Verbrauch, mögliche Programme ...) gemeinsam mit deren Zuordnung zu bestimmten Haushalten sind nun definiert.

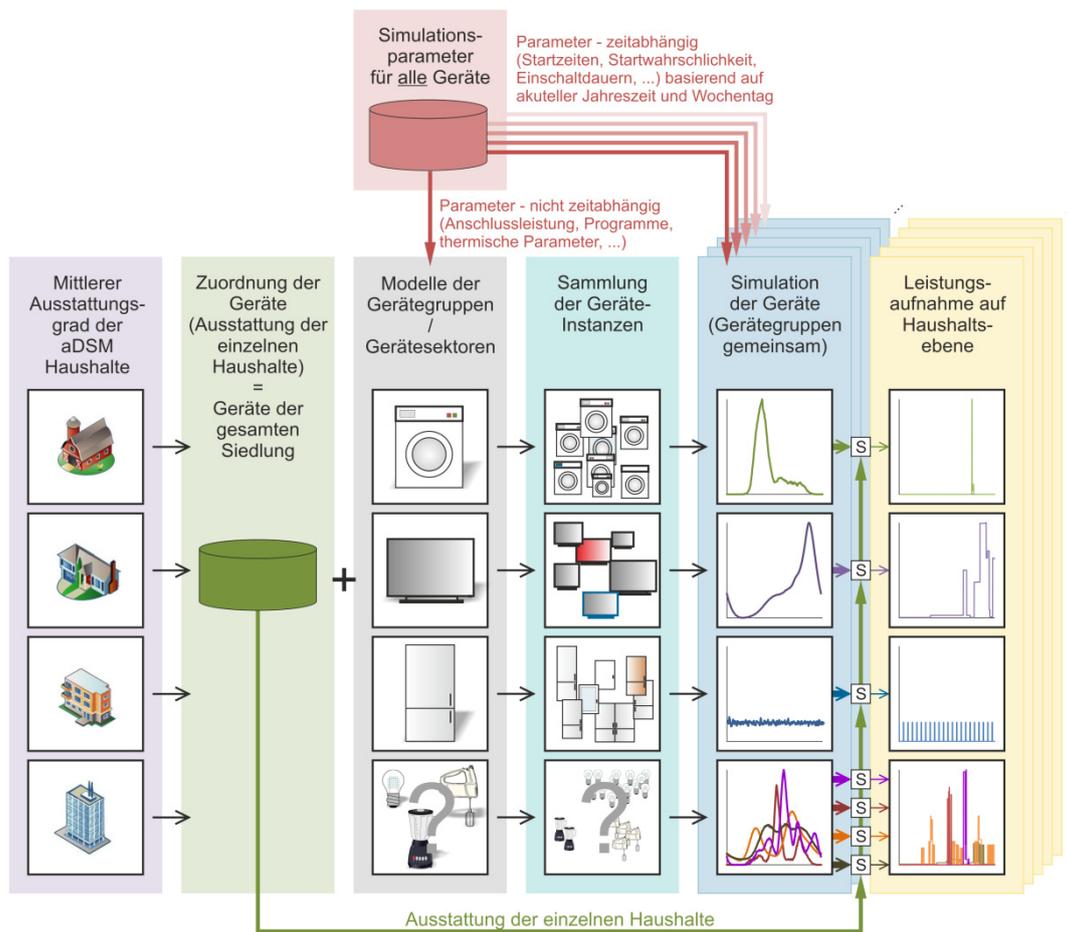


Abbildung 39: Ablauf bei der Erzeugung von Geräteprofilen auf Siedlungsebene

Im letzten Schritt werden die synthetischen Profile der Leistungsaufnahme für die gesamte Siedlung für ein ganzes Jahr erzeugt (blauer und gelber Block). Dazu wird eine Serie von Einzeltagesimulationen durchgeführt, in welcher die verschiedenen Tagestypen und Jahreszeiten berücksichtigt werden. Das bedeutet, dass zunächst fünf Werktage gefolgt von einem Samstag und einem Sonntag simuliert werden, folgend von weiteren fünf Werktagen usw. Die ersten 79 Tage des Jahres werden als Wintertage simuliert, gefolgt von 55 Tagen in der Übergangszeit, 123 Sommertagen, 47 Tagen Übergangszeit und

schließlich 61 Wintertagen⁴ (vergl. Tabelle 11). In jeder Tagessimulation erhalten alle Geräteinstanzen einen neuen Satz von zeitabhängigen Parametern aus der Verteilung ihrer Gerätegruppe (vergl. Abschnitt 2.3.2.10). Das bedeutet, dass z.B. alle Startzeiten und Einschalt Dauern auf neue Werte gesetzt werden, die sonstigen Betriebsparameter (z.B. Anschlussleistung) aber nicht verändert werden.

Nach Abschluss der Tagessimulation werden die Profile der einzelnen Geräte gemäß ihrer Haushaltszugehörigkeit ausgewählt und in ein Ausgabeformat zusammengefasst (gelber Block). Gemeinsam mit den reinen Leistungsprofilen der Geräte werden zusätzliche Daten erhoben, wie Listen mit den Start- und Stopzeiten für jedes Gerät oder der Gesamtleistungsaufnahme des Haushalts, und werden gemeinsam mit den Geräteinstanzen gespeichert.

Die drei Stufen der Profilerzeugung (anfängliche Zuordnung der Geräte zu den Haushalten – Simulation der Geräte in deren Gerätegruppen bzw. Sektoren zusammen – abschließende Zuordnung der Simulationsergebnisse gemäß der am Beginn getroffenen Zuordnung) wurde aufgrund eines optimierten Ablaufs der Simulation notwendig: Die einzelnen Gerätegruppen können unabhängig voneinander simuliert werden, wodurch die Simulation gut parallelisierbar ist. Dadurch kann die Simulationszeit beträchtlich herabgesetzt werden und rechtfertigt damit den zusätzlichen Aufwand.

Nach einem kompletten Simulationsdurchlauf werden die erzeugten Profile als ein Set von Dateien, eine für jeden Tag, gespeichert, zusammen mit einer Zusammenfassung über die gesamte Siedlung (Energieverbrauch auf Siedlungs-, Haushaltstypen und Gerätesektorebene für jeden Tag und das gesamte Jahr) sowie den Modellparametern. Mit diesen zusätzlichen Daten kann die Simulation relativ schnell auf Plausibilität geprüft werden. Diese Rohdaten werden dann in weiter Folge für die darauf basierenden Untersuchungen (siehe Kapitel 2.8 und 2.9) weiterverarbeitet.

2.3.3 Simulationsergebnisse

In diesem Abschnitt soll kurz auf die Ergebnisse der Siedlungssimulation und der dabei generierten Geräteprofile eingegangen und diese auf Richtigkeit überprüft werden.

2.3.3.1 Wiedergabe der Einsatzverteilungen

Zunächst soll überprüft werden, ob die Einsatzverteilungen, die für die Parametrisierung des Modells verwendet wurden (siehe Abschnitt 2.3.2.10), auch von der Siedlungssimulation mit der Ausstattung auf Haushaltsebene und Zusammensetzung der Siedlung gem. Tabelle 6 nachgebildet werden.

Dazu vergleicht Abbildung 40 unterschiedliche Simulationen mit der angestrebten Einsatzverteilung (Vergleichsdaten). Die erste, blaue Kurve („Sim. 5000 Pers.“) spiegelt den Geräteeinsatz von 5.000 mittleren Benutzern wieder und ist auf gleiche Weise, wie in Abschnitt 2.3.2.10 beschrieben, entstanden. Die beiden Kurven (rot „Sim. aDSM Haushalte x 10“ und grün „Sim. 10x aDSM Haushalte“) zeigen das Simulationsergebnis aus der Siedlungssimulation, wobei sich die beiden vom Ablauf der Simulation unterscheiden: bei „Sim. aDSM Haushalte x 10“ wurden 10 Tagessimulationen eines Sommer Wochenenda-

⁴ Im Projekt wurde das Jahr 2013 als Modelljahr herangezogen. Da dieses mit einem Dienstag begann, wurde später noch der 31.12.2012 mit in die Simulation aufgenommen, damit das Jahr mit einer kompletten Woche startet.

ges der 126 aDSM Haushalte zusammengefasst. D.h. bei dieser Simulation blieb die Geräteausstattung konstant und nur die zeitabhängigen Parameter wurden 10-mal neu generiert (vergl. Abschnitt 2.3.2.11). Hingegen bei „Sim. 10x aDSM Haushalte“ wurde ein Tag in einer Siedlung, die 10-mal der aDSM Siedlung entspricht (also 1.260 statt 126 Haushalte), simuliert. Man erkennt aus beiden Verläufen, dass sie sich sehr gut mit den Vergleichsdaten decken, ähnlich wie bei gleichartigen Parametrisierung-Durchläufen (vergl. Abbildung 37).

Dass nur die Betrachtung eines Tages in der aDSM-Siedlung nicht ausreicht, zeigt die letzte, gelbe Kurve („Sim. aDSM Haushalte“). Aufgrund der geringen Gerätezahl kommt es hier zu deutlicheren Abweichungen vom gewünschten Verlauf, wodurch ein Vergleich schwerfällt.

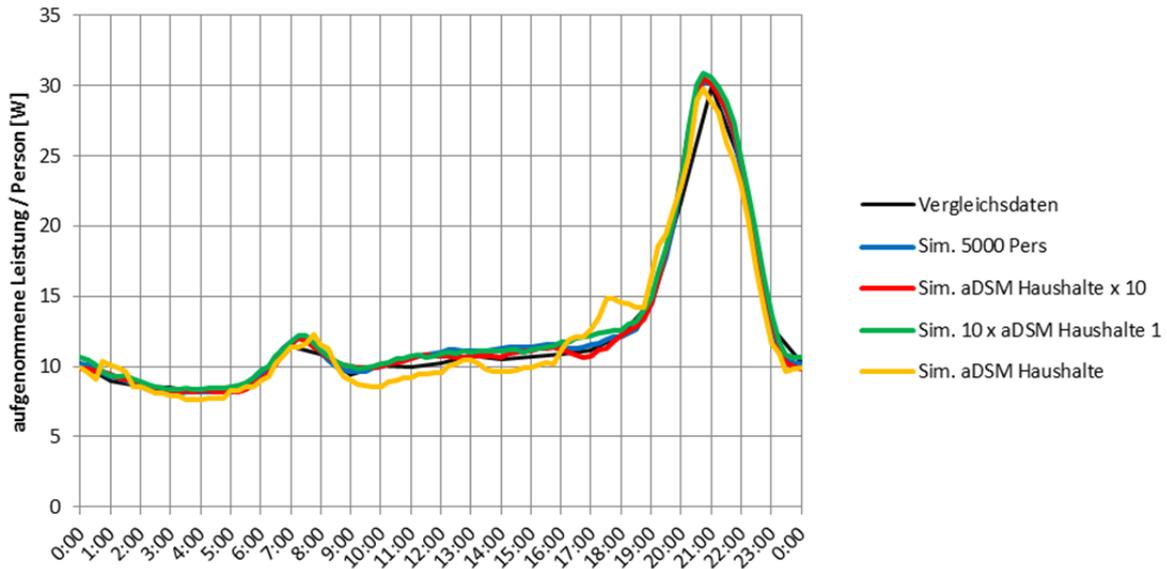


Abbildung 40: Vergleich unterschiedlicher Simulationen mit den Vergleichsdaten – Audio-Video-Geräte an einem Wochenende im Sommer

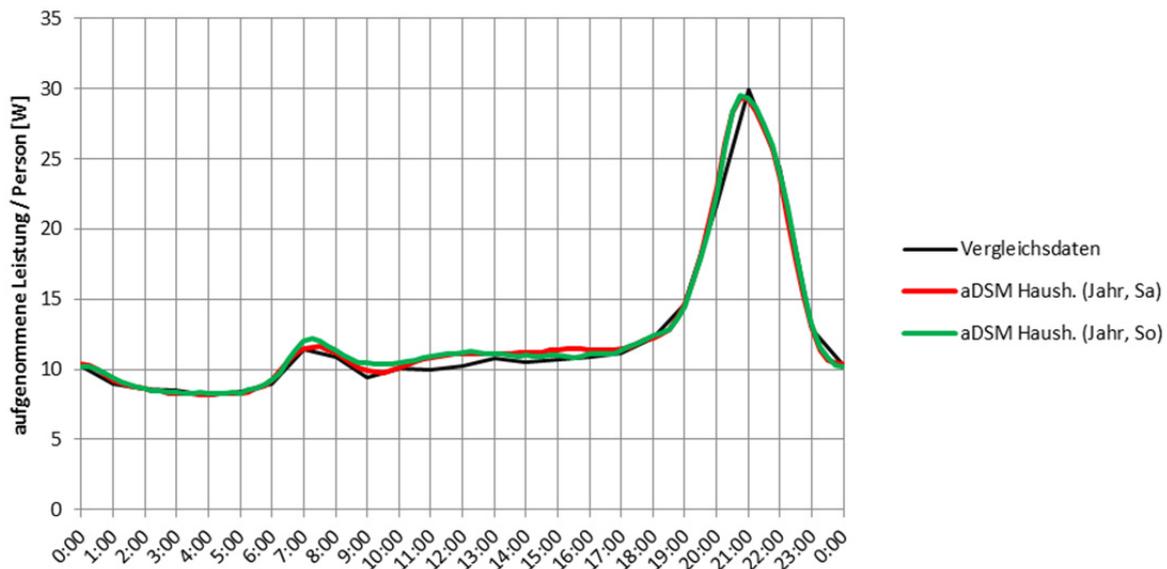


Abbildung 41: Vergleich Jahressimulation mit den Vergleichsdaten – Audio-Video-Geräte an einem Wochenende im Sommer

In Abbildung 41 sind die Simulationsergebnisse der Jahressimulation für den Sektor „Audio-Video-Geräte“ der aDSM-Haushalte dargestellt. Da die Parameter für Samstag und Sonntag gleich sind (vergl. Abschnitt 2.3.1.1), sollten auch diese Verläufe in weiten Bereichen übereinstimmen. In Abbildung 41 ist zu erkennen, dass dies auch zutrifft.

Auch für die anderen Gerätegruppen wurde diese Form der Überprüfung durchgeführt, um sicherzustellen, dass die Parametrisierung und die Simulation auf Siedlungsebene zu gleichen Ergebnissen führen.

2.3.3.2 Untersuchung des Energieverbrauchs

Für das Projekt aDSM wurde eine Siedlung simuliert, die aus zehnmal so vielen Haushalten besteht, wie in Tabelle 6 angegeben (1.260 anstatt 126). Dies wurde durchgeführt, um die Möglichkeit zu haben, aus einem größeren Pool von verschiedenen Haushalten wählen zu können um z.B. relativ schnell eine neue Modellsiedlung zusammenstellen. Auch werden in der Modellsiedlung unterschiedliche Regionen abgebildet (rurale und urbane Gebiete), was auch einen Einfluss auf die Geräteausstattung der Haushalte hat. Durch geeignete Auswahl der Haushalte aus dem simulierten Pool kann daher die Modellsiedlung unter Berücksichtigung dieser Rahmenbedingungen passend zusammengestellt werden.

Diese erweiterte Modellsiedlung mit 1.260 Haushalten wurde einer Analyse unterzogen, um zu überprüfen, ob die Simulation jene Statistiken widerspiegelt, auf denen die Siedlungsdefinition beruht. Tabelle 28 fasst den elektrischen Energieverbrauch von Haushalten unterschiedlicher Größe zusammen. Diese Daten können mit der gleichen Auswertung für die simulierten Haushalte verglichen werden, zusammengefasst in Tabelle 29.

Tabelle 28: Jährlicher elektrischer Energieverbrauch von Haushalten unterschiedlicher Größe nach [5] basierend auf Daten von 3.548.352 Haushalten

Anzahl an Personen pro Haushalt	Jährlicher el. Energieverbrauch [kWh]		
	Mittelw.	Median	Std. Abw.
1	2.836	2.489	2.222
2	3.821	3.308	2.286
3	6.132	5.020	4.320
4 und mehr	6.159	5.224	3.498
alle Haushalte	4.390	3.679	3.325

Tabelle 29: Jährlicher elektrischer Energieverbrauch von Haushalten unterschiedlicher Größe basierend auf den Daten der simulierten erweiterten Modellsiedlung mit 1.260 Haushalten

Anzahl an Personen pro Haushalt	Jährlicher el. Energieverbrauch [kWh]		
	Mittelw.	Median	Std. Abw.
1	3.259,9	2.465,7	2.328,4
2	3.760,4	3.228,4	1.910,6
3	4.955,8	4.319,8	2.536,1
4 und mehr	5.924,0	5.031,9	2.962,0
alle Haushalte	4.256,4	3.693,3	2.623,1

Aufgrund der kleinen Größe des Samples von simulierten Haushalten (z.B. wurden nur 420 Single-Haushalte simuliert) muss die statistische Analyse in Tabelle 29 daher unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen betrachtet werden. Dennoch zeigen sich deutliche Übereinstimmungen mit den Daten aus [5], insbesondere wenn alle Haushalte betrachtet werden (letzte Zeile in beiden Tabellen). Es ist weiters zu sehen, dass die Standardabweichung etwas kleiner in der simulierten Siedlung ist. Das bedeutet, dass die simulierten Haushalte sich in ihrem Energiekonsum eher ähneln als reale Haushalte. Dies ist sicherlich in der doch engeren Geräteauswahl (vergl. Tabelle 25) begründet, wodurch sich die simulierten Haushalte „ähnlicher“ in Bezug auf den Energieverbrauch sind als reale Haushalte.

2.3.4 Vergleich der Ausstattungsgrade

In Tabelle 30 werden die Ausstattungsgrade der simulierten 1.260 Haushalte mit jenen von Tabelle 6 verglichen. Die Abweichungen werden in Prozent angegeben, wenn die Abweichung 10% übersteigt, ist die entsprechende Zelle grau markiert.

Tabelle 30: Geräte-Ausstattungsgrade der Haushaltstypen in der simulierten Siedlung in Geräten pro Haushalt und die Abweichung zu den Ausstattungsgraden von Tabelle 6 (Prozentwerte)

Gerätetyp ↓	Haushaltstyp ↓								Gesamt
	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4+	Wohnung 1	Wohnung 2	Wohnung 3	Wohnung 4+	
Anzahl	130	170	120	190	290	190	90	80	1.260
Kühlschrank	1.05 0%	1.56 -1%	1.82 -1%	1.84 -1%	1.06 -2%	1.27 2%	1.26 2%	1.34 -1%	1.38 0%
Gefriergerät	0.69 16%	0.96 -1%	1.12 0%	1.19 -1%	0.26 -2%	0.48 -11%	0.51 7%	0.50 -11%	0.69 0%
Waschmaschine	0.92 0%	0.94 0%	0.93 1%	0.94 3%	0.79 -4%	0.86 0%	0.93 3%	0.80 -8%	0.89 0%
Wäschetrockner	0.11 -9%	0.37 4%	0.38 -10%	0.35 -21%	0.12 38%	0.13 1%	0.29 46%	0.25 -6%	0.23 -1%
Geschirrspüler	0.45 -10%	0.78 -4%	0.74 -9%	0.89 3%	0.48 -5%	0.73 5%	0.77 -1%	0.75 -2%	0.68 -2%
TV-Gerät	1.58 -2%	2.00 0%	2.86 1%	2.62 0%	1.15 2%	1.50 -3%	1.88 0%	2.08 1%	1.85 0%
PC	0.44 -9%	0.84 -2%	1.61 0%	2.17 2%	0.71 1%	1.13 -3%	1.87 6%	2.01 -2%	1.23 0%
Wärmepumpe	0.00 0%	0.02 -54%	0.03 -30%	0.08 -9%	0.00 0%	0.00 0%	0,00 0%	0.00 0%	0.02 -24%
el. Heizung	0.17 35%	0.04 61%	0.13 -13%	0.06 36%	0.13 -3%	0.09 17%	0,00 0%	0.00 0%	0.09 12%
Umwälzpumpe	0.69 0%	0.86 1%	0.74 3%	0.86 1%	0.20 0%	0.37 -7%	0.41 10%	0.21 -1%	0.53 1%
Wasserboiler	0.26 -10%	0.25 14%	0.45 3%	0.26 -14%	0.46 -1%	0.43 4%	0.53 22%	0.74 11%	0.40 2%
Durchlauferhitzer	0.08 2%	0.03 6%	0.07 53%	0.04 11%	0.09 8%	0.02 -28%	0.00 0%	0.06 -6%	0.05 7%

Die simulierte Siedlung liefert eine relative gute Übereinstimmung mit den statistisch ermittelten Werten. Aufgrund der doch kleinen Siedlungsgröße können aber ein paar deutliche Abweichungen festgestellt

werden, aber diese beruhen oft nur auf der An- oder Abwesenheit eines einzelnen Gerätes: z.B. repräsentiert ein einziger fehlender Wäschetrockner bereits eine Abweichung von 5%. In einigen Testläufen, in denen nur der erste Teil der Simulation durchgeführt wurde (Geräteinstanzerzeugung und Zuordnung zu den Haushalten), stimmten die Ausstattungsgrade viel besser überein, je größer die Anzahl der simulierten Haushalte wurde.

2.3.5 Beispiel für Geräteprofile

Abschließend soll noch ein Beispiel für eines der generierten Haushaltsprofile gegeben werden. In Abbildung 42 ist die Gesamtleistungsaufnahme für einen Haushalt vom Typ „Haus 2“ an einem Sommer Sonntag dargestellt. Sehr gut ist zu erkennen, dass sich der typische, stochastische Verlauf der Leistungsaufnahme einstellt.

Abbildung 43 zeigt ein Beispiel für die Leistungsaufnahme der Geräte eines einzelnen Haushalts an einem bestimmten Tag. Spezielle Geräte sind separat markiert, um deren Betrieb deutlicher zu zeigen. Aufgrund der stochastischen Modellierung des Verhaltens von einzelnen Geräten kann eine sehr realistische Nachbildung von Haushaltsgeräten mit hohem Detailgrad und hoher zeitlicher Auflösung erzielt werden. Für jeden simulierten Haushalt der Modellsiedlung kann eine ähnliche Darstellung wie in Abbildung 42 und Abbildung 43 für jeden Tag innerhalb des simulierten Jahres gegeben werden.

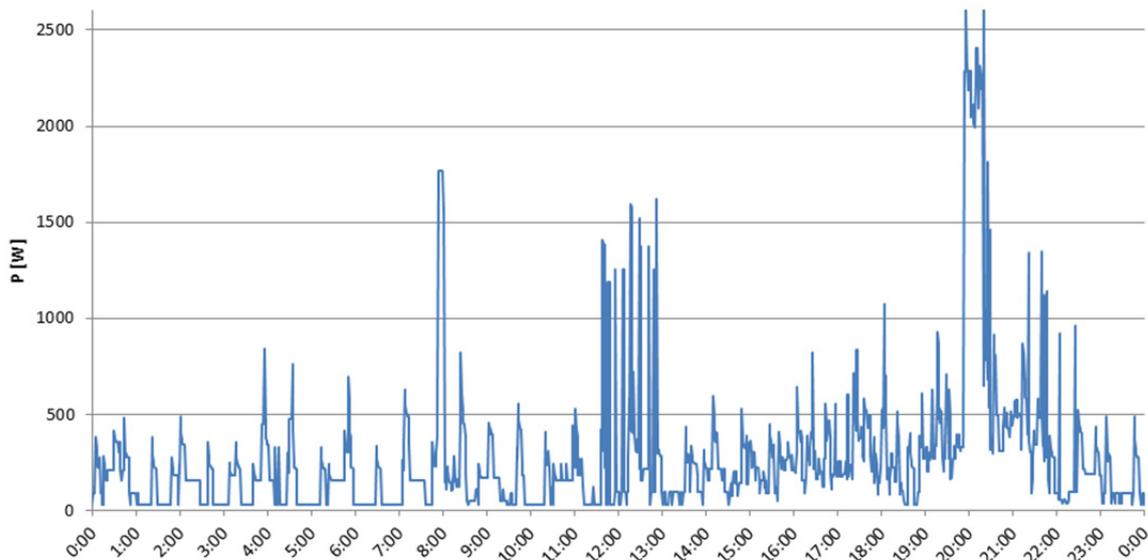


Abbildung 42: Exemplarischer Leistungsaufnahme eines Haushalts: Typ "Haus 2" an einem Sommer Sonntag

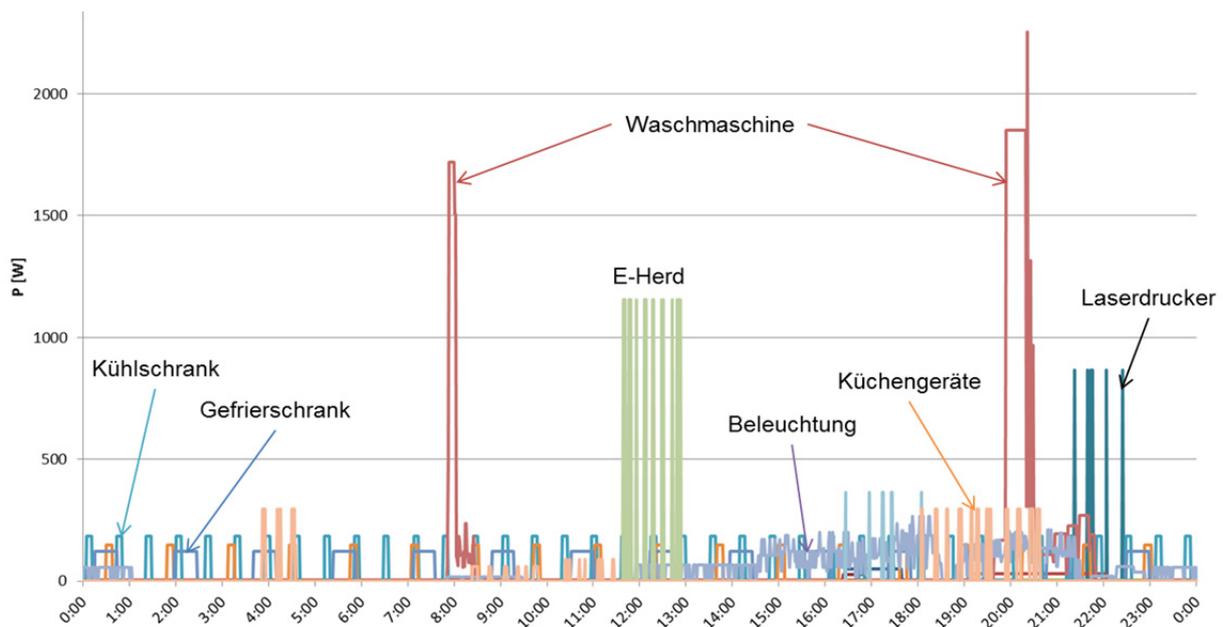


Abbildung 43: Exemplarischer Geräteinsatz eines Haushalts: Typ "Haus 2" an einem Sommer Sonntag

2.3.6 Zusammenfassung Verbrauchsverhalten

Wie die vorhergehenden Ausführungen zeigten, wurde im Projekt aDSM eine komplette synthetische Siedlung geschaffen, welche die Situation in Österreich in einem kleinen Maßstab widerspiegelt. Alles in der Siedlung ist bekannt oder definiert, von der Gebäudezusammensetzung, Haushaltszusammensetzung über das elektrische Netz bis hin zur Leistungsaufnahme jedes einzelnen Gerätes, dass in dieser Siedlung in Verwendung ist. Das vorgestellte Modell ist in der Lage, diese hochaufgelösten Daten auch für lange Zeitreihen (Jahresreihe) effizient zu erzeugen. Es zeigt sich, dass das Modell gut die gewünschten Statistiken und Kenngrößen, auf dem die Siedlungsdefinition beruhte, nachbilden kann. Mit den erstellten Daten kann jedes Gerät durch eine DSM-Systemsimulation angesteuert und dessen Betrieb beeinflusst werden.

Mit den synthetischen Geräteverläufen ist die Siedlungsdefinition erweitert und abgeschlossen.

2.4 Demand Side Management Potenziale von Haushaltsgeräten

Aus der zugrundeliegenden Geräteausstattung und dem Verbrauchsverhalten der Einzelhaushalte sollen nun die Potenziale für Demand-Side-Management beschrieben werden.

Die Verbraucher im Haushalt können grob in zwei Gruppen geteilt werden. Die erste Gruppe besitzt einen „Leistungsbedarf“ im Betriebsfall. Hierzu zählen vor allem die Sektoren „Beleuchtung“, „Unterhaltungselektronik“ und „private Büro-Ausstattung“. Diese Geräte können in ihrem Einsatzzeitpunkt nicht verschoben werden. Es sind hier die Potenziale in der zeitweisen Verringerung der Leistungsaufnahme zu suchen. Im Gegensatz dazu besitzt die zweite Gruppe einen bestimmten „Energiebedarf“. Dies ist vor allem in den Sektoren „Waschen und Trocknen“, „Kühlen und Gefrieren“ sowie „elektrische Warmwasseraufbereitung und Raumheizung“ der Fall. Diese Gruppe ist dadurch charakterisiert, dass der Ener-

giebedarf des Betriebs nicht beeinflusst werden kann. Allerdings besteht die Möglichkeit, den Einsatzzeitpunkt in gewissen Bereichen zu verschieben.

Die DSM-Potenziale der Gruppe „Leistungsbedarf“ können verhältnismäßig einfach beschrieben werden: Es gibt einen unbeeinflussten Lastgang dieser Verbrauchergruppen, welcher aus den Einsatzwahrscheinlichkeiten der entsprechenden Geräte resultiert. Dieser Lastgang kann je nach Gerätegruppe, um einen gewissen Faktor reduziert werden.

Ein wesentliches Kennzeichen der Gruppe „Leistungsbedarf“ ist, dass diese Geräte keine nennenswerten Energiespeicher besitzen. Somit hängen die DSM-Potenziale nur von der Einsatzwahrscheinlichkeit der Geräte ab.

Im Gegensatz dazu besitzen die Geräte der Gruppe „Energiebedarf“ entweder einen internen Energiespeicher oder weisen aufgrund der flexiblen Bestimmung des Einsatzzeitpunktes ein ähnliches Verhalten auf. Wichtig ist hierbei, dass die verfügbaren DSM-Potenziale von der Vorgeschichte abhängen. Wenn z.B. aufgrund eines Erzeugungsüberschusses alle wartenden Waschvorgänge gestartet werden, so ist dieses DSM-Potenzial im weiteren Tagesverlauf nicht mehr verfügbar. Die gleiche Problematik trifft auch auf die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge (siehe Abschnitt 2.5) zu. Daher ist eine Darstellung der DSM-Potenziale für die Gruppe „Energiebedarf“ nicht als Lastgang möglich. Eine Alternative Beschreibung dieser Gruppe ist die Angabe der maximalen Einsatzverschiebungszeit sowie über die Größe der „Energieblöcke“ bzw. dem Programmablauf möglich.

2.4.1 DSM-Parameter

Tabelle 31 zeigt die Grenzen der Lastbeeinflussung. Die Variante „Basic“ beinhaltet nur jene Gerätekategorien, wodurch der Nutzer in seinem Verhalten nicht beeinflusst wird. Die Variante „Full“ beschreibt das vollständige Potenzial im Haushalt.

In den Arbeiten [18] und [11] werden die maximalen Abschaltdauern der Gerätegruppen „Heizung“, „Warmwasser“, „Kühlschränke“, „Gefrierschränke“ angegeben. Von einem normalen Betriebszustand ausgehend sind dies jene Dauern in welchen das jeweilige Gerät vom Netz genommen darf, ohne dass dadurch ein unzulässiger Betriebszustand erreicht wird. Diese Dauern leiten sich im Wesentlichen von den thermischen Zeitkonstanten der Geräte sowie den zu erfüllenden Vorgaben ab.

Abgeleitet aus den Arbeiten [11], [18] sowie eigenen Messungen wurde das Verhältnis aus mittlerer Leistungsaufnahme im Betrieb zur maximalen Leistung erhoben. Kühlschränke z.B. weisen häufig die Eigenschaft auf, dass die Kompressorleistung nicht geregelt werden kann. Dadurch ergibt sich hier ein getaktetes Verbrauchsprofil. Die gemessene mittlere Leistungsaufnahme liegt bei 25% der maximalen 1min Leistung (in weiterer Folge Nennleistung genannt). Ebenso werden Gefrierschränke sowie elektrischen Heizsysteme nicht dauerhaft mit ihrer Nennleistung betrieben, was in den angegebenen Verhältnissen resultiert.

Tabelle 31: Grenzen der Lastbeeinflussung

Parameter	Variante "Basic"				Variante "Full"						
	Heizung	Warmwasser	Kühlschränke	Gefrierschränke	Waschmaschine	Wäschetrockner	Geschirrspüler	Fernseher	Computer	Beleuchtung	
Abschaltdauer [h]	18 h	11 h	2,5 h	6 h							
Verhältnis $P_{\text{mittel}} / P_{\text{Nenn}}$	0,25	0,083	0,25	0,25							
Einschaltverzögerung [h]					5 h	5 h	5 h				
Leistungsreduktion [%]								- 20%	- 30%	- 9%	
Standby Reduktion	nein	nein	nein	nein	nein	nein	nein	ja	ja	nein	

Die Variante „Basic“ nutzt als DSM-Potenzial nur jene Gerätegruppen mit einer thermischen Zeitkonstante welche groß genug ist, sodass der Benutzer von der Lastverschiebung i.A. nichts bemerkt. Demgegenüber steht die Variante „Full“ welche zusätzlich auf Potenziale im Haushalt zurückgreift, welche direkte Auswirkungen auf das Nutzerverhalten aufweisen.

Die Einschaltverzögerung beschreibt die maximale Dauer zwischen dem unbeeinflussten Start des Programmablaufs bis zur tatsächlichen Ausführung. Basierend auf der Arbeit [18] wurde für die Sektoren „Waschmaschine“, „Wäschetrockner“, „Geschirrspüler“ jeweils von einer maximalen Einschaltverzögerung von 5h ausgegangen.

In Ausnahmesituationen steht über die Gerätegruppen „Fernseher“, „Computer“ und „Beleuchtung“ Anwendungen zur Verfügung, welche temporär in ihrer Wirkleistungsaufnahme beeinflusst werden können. In der Arbeit [11] wurden diese Einsparungspotenziale erhoben, welche im Wesentlichen auf der Helligkeitsreduktion von Beleuchtungsmittel und auch Monitoren beruht.

Weiters ist in der Arbeit [11] der Standby Verbrauch je Gerätegruppe beschrieben. Dieser Verbrauch kann im Bedarfsfall ebenfalls durch eine DSM-Steuerung beeinflusst werden.

2.4.2 DSM-Profile

Wie in den vorangegangenen Punkten gezeigt, kann das DSM-Potenzial nicht direkt mit einem einzigen Zahlenwert beschrieben werden. Eine Aussage ist nur in Kombination einer Zielvorgabe sinnvoll. Diese Zielfunktionen der Optimierung werden in den Kapitels 2.8 und 2.9 beschrieben.

Mit diesem Hintergrund erfolgt die Beschreibung der DSM-Potenziale rein in der Formulierung von Regeln, wie der Geräteverbrauch geändert/verschoben werden darf. Aus Abschnitt 2.3 stehen die unbeeinflussten Gerätelastgänge zur Verfügung. Weiters ist hier gekennzeichnet, zu welchen Zeitpunkten eine Aktion des Nutzers in Form eines Ein- oder Ausschaltvorgangs erfolgt.

Mit der Aufstellung von Regeln in wie weit diese Zeitpunkt verschoben werden dürfen, wird die Grundlage für einen späteren, optimierten Einsatz der DSM-Potenziale gelegt. Die Ergebnisse können direkt als Optimierungsnebenbedingung hinterlegt werden.

2.5 Demand Side Management Potenziale von Elektrofahrzeugen

Die Elektromobilität spielt in zukünftigen Netzen für DSM eine wichtige Rolle. Dabei zählen die Elektrofahrzeuge zur Gruppe jener Verbraucher, deren Energiebedarf auf Grund der notwendigen Mobilitätsbefriedigung nicht beeinflusst werden darf. Durch intelligente Ladesteuerung kann jedoch der Einsatzzeitpunkt oder Ladeleistung verändert werden. Aber nur dann, wenn das Fahrzeug mit dem Netz verbunden ist. Diese Zeitbereiche sind vor allem vom Ausbau der Ladeinfrastruktur und der Kundenmotivation abhängig. Hierbei fließen die Rohdaten von Mobilitätsbefragungen und die Erfahrungen aus den Modellregionen „VLOTTE“ und „ElectroDrive Salzburg“ ein.

2.5.1 Auswahl und Aufbereitung der Mobilitätsdaten

Zur Abschätzung der DSM-Potenziale von E-Fahrzeugen ist eine bestmögliche Datengrundlage von Nöten. Für diesen Zweck wurden unterschiedliche nationale und internationale Mobilitätsbefragungen ([19] [20] [21] [22] [23]) miteinander verglichen und Vor- bzw. Nachteile abgewogen. Die Wahl fiel schlussendlich auf die Mobilitätsbefragung „Mobilität in Deutschland 2008“ (MiD08) [23], da diese einerseits den größten Umfang besitzt und nach den meisten Variablen (z.B. Stadt- und Gemeindetypen) unterscheidet und andererseits alle Wochentage (Mo-So) und Jahreszeiten berücksichtigt. Dies ist für die Erstellung von Jahresprofilen entscheidend. Das Mobilitätsverhalten variiert zwischen Österreich und Deutschland nicht dramatisch (vergleiche dazu [24]), deshalb wird eine Verwendung der deutschen Erhebung im Projekt aDSM befürwortet. Eine Nutzungsgenehmigung der MiD-Daten für das Projekt aDSM wurde beim Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt schriftlich eingeholt.

Folgende Unterkapitel erläutern die Methodik und die Ergebnisse von der Aufbereitung und Unterteilung der Mobilitätsdaten MiD08 über die Zusammenfügung individueller Stichtage bis hin zur Berechnung der Mobilitätsprofile für ein gesamtes Jahr.

2.5.1.1 Mobilitätsbefragung MiD2008

Die Studie „Mobilität in Deutschland 2008“ (MiD08) hat das Mobilitätsverhalten der in Deutschland lebenden Menschen zum Gegenstand: Wie oft sind die Menschen unterwegs? Welche Verkehrsmittel nutzen sie? Zu welchem Zweck sind sie unterwegs? Wie weit sind die Wege und wie lange sind die Menschen unterwegs?

Die MiD08 stellt eine umfassende und breite Datengrundlage bereit und weist folgende Besonderheiten auf⁵:

- Erfassung kompletter Haushalte einschließlich der Kinder ab 0 Jahre
- Stichtagsbefragung über ein komplettes Kalenderjahr
- zuverlässiges Verfahren zur Wegeerfassung durch Kombination schriftlicher und telefonischer Erhebungsmethoden

⁵ Die aufgelisteten Punkte wurden direkt aus dem Endbericht der MiD08 übernommen [32].

- außerordentlich große Stichprobe von 25.000 Haushalten – einschließlich der regionalen Aufstockungen sogar knapp 50.000 befragte Haushalte
- Hochrechnung des Verkehrsaufkommens und der Verkehrsleistung differenziert nach Verkehrsmitteln, Wegezwecken und Bevölkerungsgruppen
- Abbildung vieler Ergebnisse in der Zeitreihe

2.5.1.2 Filterung und Datenbereinigung

Die Studie umfasst eine Vielzahl an unterschiedliche Verkehrsmittel (wie zu Fuß, Fahrrad, ÖPV⁶ und MIV). Für das Projekt aDSM ist jedoch nur der MIV (Motorisierter Individualverkehr) von Interesse. Deshalb wurde der gesamte Datensatz zuerst nach dem Hauptverkehrsmittel „MIV-Fahrer“ gefiltert und eine Transformation von Personen-bezogene in Pkw-bezogene Daten durchgeführt. Diese ist jedoch trotz Plausibilitätsüberlegungen nicht eindeutig. Die Zuordnungsproblematik und der Lösungsansatz kann unter [24] nachgelesen werden.

Anschließend wurde eine Datenbereinigung nach folgenden Kriterien durchgeführt und die fehlerhaften Datenblöcke bereinigt bzw. gelöscht:

- unvollständiger Datenblock (fehlen einzelner Variablenwerte)
- inkonsistenter Datenblock (z.B. Startzeit plus Fahrdauer ungleich Endzeit)
- bevor die aktuelle Fahrt endet, beginnt schon die nächste Fahrt
- durchschnittliche Geschwindigkeit einer Fahrt > 130 km/h
- befragte Person hat nur eine Fahrt am Stichtag durchgeführt

Die daraus resultierende und dem Projekt aDSM zur Verfügung stehende verkehrstechnische Datengrundlage umfasst das eintägige Fahrverhalten von insgesamt 19.521 Fahrzeugen in tabellarischer Form.

2.5.2 Berechnung der Mobilitätsprofile

Für die Ermittlung der DSM-Potenziale wurde ein Betrachtungszeitraum von einem Kalenderjahr ausgewählt (siehe Protokoll 2. Konsortialmeeting [25]). Dies macht ein systematisches Aneinanderketten der eintägigen Mobilitätsdaten notwendig. Neben der zeitlichen Klassifizierung (Wochentag, Jahreszeit, etc.) des MiD08-Datensatzes macht ebenfalls eine örtliche Unterscheidung nach Stadt- und Gemeindetyp Sinn, da die durchschnittliche Distanz der zurückgelegten Wege mit steigender Einwohnerzahl abnimmt und dies einen direkten Einfluss auf den Energiebedarf und in weiterer Folge auf das Ladeprofil der Fahrzeuge hat (vergleiche dazu Abbildung 44).

⁶ ÖPV ... Öffentlicher Personenverkehr

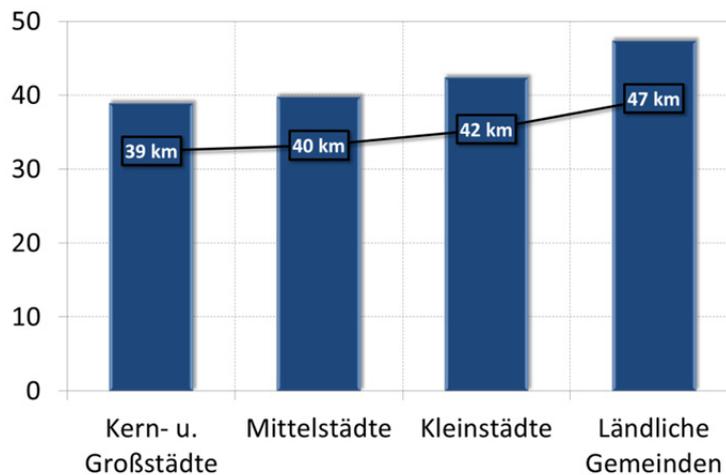


Abbildung 44: Mittlere Tageskilometerleistung der unterschiedlichen Stadt- und Gemeindetypen

Für die Erstellung von Jahresprofilen wurden aus dem MiD08-Datensatz zusätzlich folgende zeitlich und örtlich relevanten Variablen extrahiert und die entsprechenden Werte den Fahrzeugen zugeordnet:

- Wochentag: Mo - So
- Kalenderwoche: 1 - 52
- Monat: 1 - 12
- Jahreszeit: Frühling - Winter
- Kalenderjahr: 2008 - 2009
- Stadt- und Gemeindetyp: 10 - 40
 - 10: Kern- u. Großstädte (≥ 100.000 Einwohner)
 - 20: Mittelstädte (20.000 bis 100.000 Einwohner)
 - 30: Kleinstädte (5.000 bis 20.000 Einwohner)
 - 40: Ländliche Gemeinden (< 5.000 Einwohner)

Für eine einfache Nutzung der Fahrzeugdaten – auch in nachfolgenden Arbeitspaketen – wurden im ersten Schritt Tagesprofile mit 1440 Minutenwerten/Tag für Standort⁷ (Nummerierung siehe Tabelle 32), Fahren (0...Stehen / 1...Fahren) und Wege (kumulierte Kilometerleistung) erstellt. Dabei besitzt jedes Tagesprofil zumindest zwei Fahrten – das heißt, dass vorerst nur „mobile“ Fahrzeuge enthalten sind. Gesamt ergibt dies drei Matrizen mit je 1.440 x 19.521 Werten. Die erweiterten Informationen (Wochentag, Stadtyp, etc.) sind in einem Header mit 6 x 19.521 Werten abgelegt.

Tabelle 32: Berücksichtigte Standplätze

Nummerierung	Standplatz
0	Fahren / kein Standplatz
1	Arbeitsplatz / Ausbildung
2	Bringen / Holen v. Personen
3	dienstlich / geschäftlich

⁷ Der Standort nach einer absolvierten Fahrt wurde von der Variable „Wegezweck“ (aus MiD08) abgeleitet.

4	priv. Erledigungen / Einkauf
5	Freizeit
6	zu Hause
7	andere Aktivität
8	unbekannt

Abbildung 45 zeigt die Anteile der einzelnen Variablen je Klasse am resultierenden Mobilitätsdatensatz. Die schwarz umrandeten Bereiche werden nachträglich miteinander geclustert um je Kategorie genügend Daten für die Jahresprofilbildung zu erhalten. Nähere Details dazu folgen noch im Laufe des Kapitels.

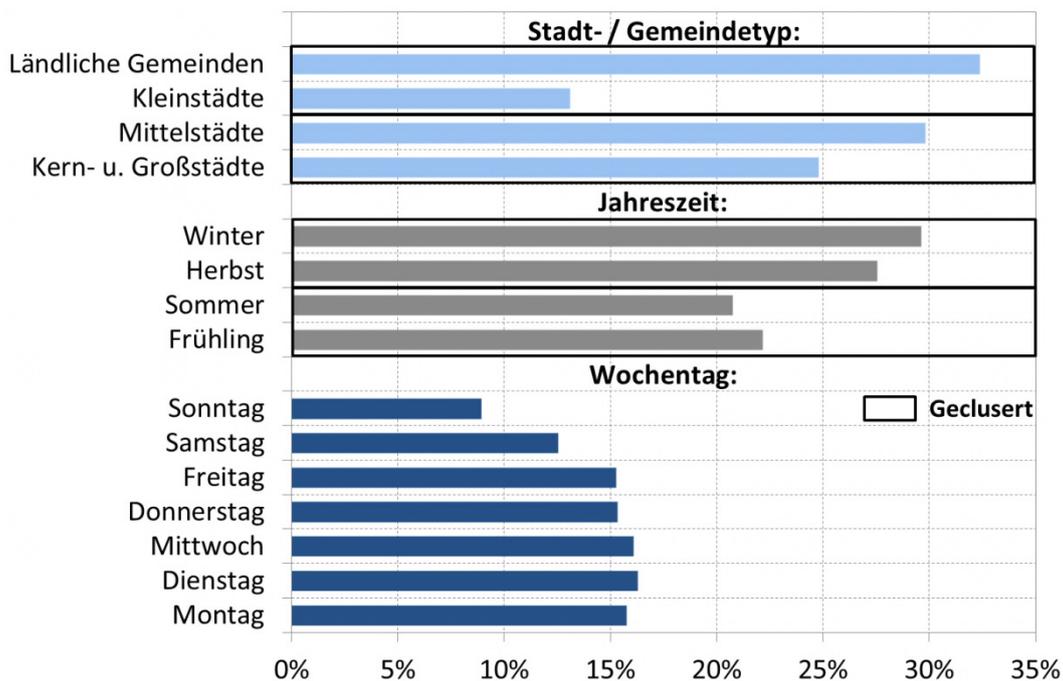


Abbildung 45: Anteile der einzelnen Variablen je Klasse am resultierenden Mobilitätsdatensatz

Aus Abbildung 46 ist ersichtlich, dass sich die Standortverteilungen zwischen Arbeitstagen und Wochenende deutlich unterscheiden. Hingegen sind die Verteilungen von Montag bis Freitag sehr ähnlich – werden aber bei der Jahresprofilbildung trotzdem getrennt voneinander implementiert. In Abbildung 46 wurde ein „Nicht-Fahrer-Anteil“ von einem Sechstel (16,67% aller Fahrzeuge, siehe [26]) berücksichtigt und dem Standort „Zuhause“ zugeordnet. Dieser Anteil repräsentiert jene Fahrzeuge, die an einem Tag überhaupt nicht verwendet werden. Wie erwähnt, beinhaltet der resultierende Datensatz aus MiD08 in erster Linie nur „mobile“ Tage. Wochentage an denen keine Fahrt durchgeführt wird, werden bei der Jahresprofilbildung berücksichtigt.

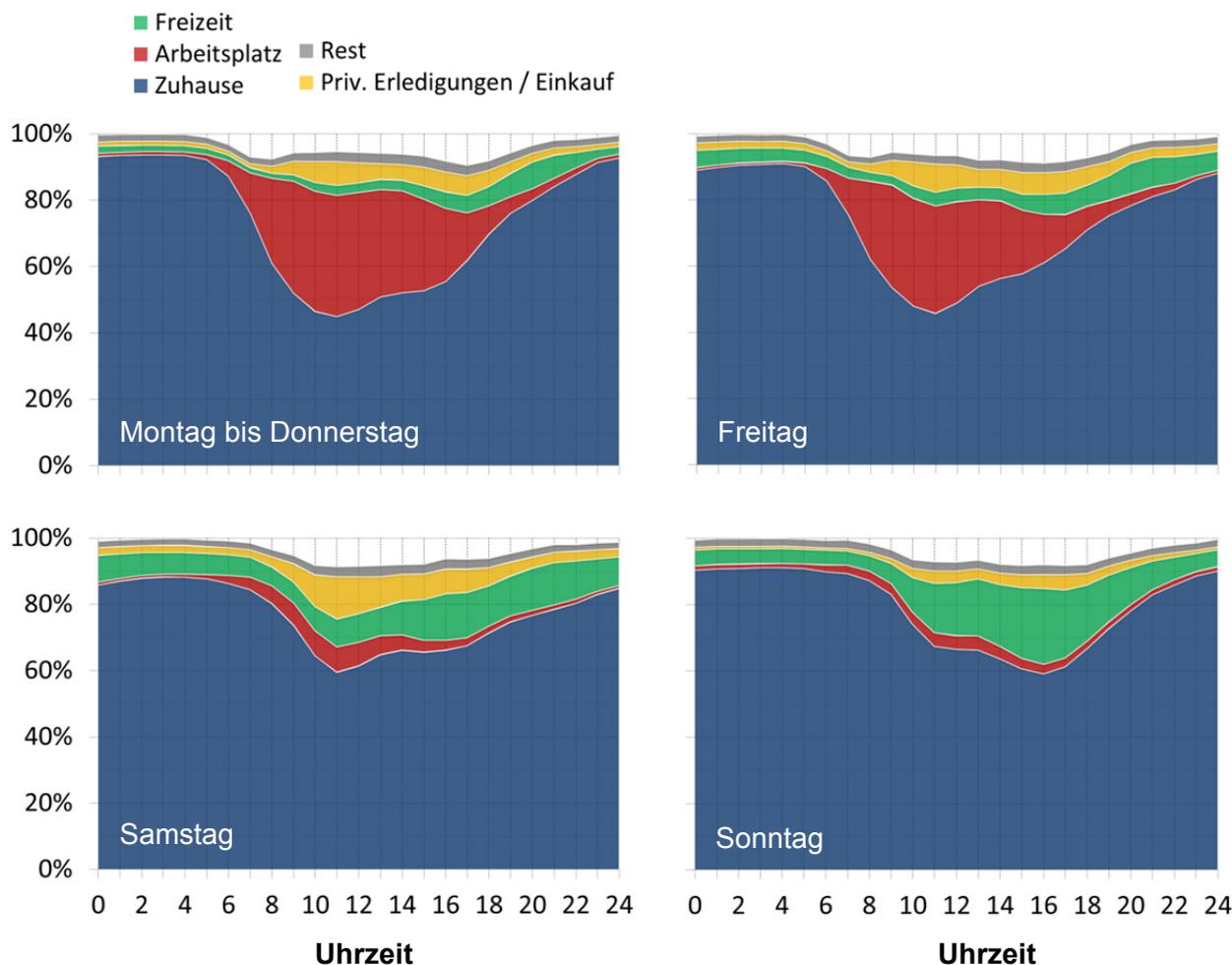


Abbildung 46: Prozentuelle Standortverteilungen der Wochentage Mo bis Do, Fr, Sa und So

Ein Problem bei der Zusammensetzung der Einzeltage zu einem Jahresprofil ist, dass jeder einzelne Tag ein individuelles Fahrzeug repräsentiert. Deshalb wurde eine Ähnlichkeitsanalyse der einzelnen Wochentage durchgeführt. Als Vergleichsbasis dient der GPS basierende Mobilitätsdatensatzes des Forschungsprojekts „Smart-E-Mobility“ (SEM10) [24], dieser beinhaltet zumindest über drei Wochen durchgehende Trajektorien von über 30 privaten Fahrzeugen. Es wurde ermittelt, wie stark die Standzeiten am Arbeitsplatz je Fahrzeug zueinander korrelieren. Durchgeführt mittels Bildung des arithmetischen Mittelwerts der überlappenden, also zur selben Uhrzeit auftretenden, Standzeiten. Das Ergebnis zeigt, dass eine zufällige Aneinanderreihung der Wochentage (MiD08) – trotz Einhaltung der Reihenfolge Montag bis Sonntag – nicht ausreicht, um das „Ähnlichkeitslevel“ des SEM10-Datensatzes zu erreichen. Abhilfe schafft eine Unterteilung der bereinigten Daten von MiD08 in drei Kategorien⁸: Standzeit des Fahrzeuges am Arbeitsplatz größer ($t > 8\text{Std}$) oder kleiner ($0 < t \leq 8\text{Std}$) als acht Stunden und Standzeit gleich null ($t = 0$). Dies wurde für alle Fahrzeuge durchgeführt und die jeweilige Kategorie in einem Vektor mit 19.521 Elementen (Werte 0, 1 oder 2) abgespeichert.

⁸ Diese drei Kategorien werden bei der Erstellung der Jahresprofile nur für die Wochentage Montag bis Freitag angewendet.

Basierend auf den Mobilitätsverhalten der 19.521 Fahrzeuge, den Klassifizierungen „Wochentag“, „Jahreszeit“ und „Stadt- und Gemeindetyp“ wurden Mobilitätsprofile für ein gesamtes Kalenderjahr systematisch erstellt. Dabei wurden ebenfalls die drei Unterteilungen nach Standdauern am Arbeitsplatz und der 16,67% „Nicht-Fahrer-Anteil“ berücksichtigt, sowie nach folgenden sechs Datenpools unterschieden:

Tabelle 33: Berücksichtigung unterschiedlicher Kombinationen von Kategorien in sechs Datenpools

	Pool 1	Pool 2	Pool 3	Pool 4	Pool 5	Pool 6
Kern- u. Großstädte	X	X	X			
Mittelstädte	X	X	X			
Kleinstädte				X	X	X
Ländliche Gemeinden				X	X	X
AP-Standzeit = 0	X			X		
0 < AP-Standzeit ≤ 8 Std.		X			X	
AP-Standzeit > 8 Std.			X			X

AP ... Arbeitsplatz

Um die Anzahl der Fahrzeuge je Jahreszeit zu erhöhen, wurden die Fahrzeuge aus Frühling und Sommer bzw. Herbst und Winter geclustert (siehe Tabelle 32). Diese Vereinfachung ist zulässig, da sich das Mobilitätsverhalten innerhalb der zusammengeführten Jahreszeiten kaum unterscheidet. Dasselbe wurde auch für Kern-/ Großstädte und Mittelstädte bzw. für Kleinstädte und ländliche Gemeinden durchgeführt. Jedes Datenpool ist für sich wiederum in die vier gewählten Fahrzeugtypen mit unterschiedlichen Batteriekapazitäten (siehe Kapitel „Definition der E-Mobilitätsszenarien“) unterteilt. Bei der Erstellung der Jahresprofile wurde vorweg mittels MATLAB „SOC-abhängig“ getestet, welches Mobilitätsprofil welchem Fahrzeugtyp zugeordnet werden kann ohne die Batteriegrenzen zu verletzen.

Aus jedem der sechs Datenpools wurden für jeden Fahrzeugtyp beginnend mit Montag, zufällig einzelne Wochen (Montag bis Sonntag) zusammengesetzt und dies, unter Berücksichtigung der Jahreszeiten, für das gesamte Kalenderjahr (52 vollständige Wochen) weitergeführt (vergleiche dazu Tabelle 33 und Tabelle 34). Im Anschluss wurden möglicherweise auftretende Standortsprünge an den Tagesgrenzen entfernt.

Da für jeden Wochentag eines Pools (z.B. ein Freitag im Sommer der Kategorie „Kern-, Groß- und Mittelstädte“ mit einer Standzeit am Arbeitsplatz größer 8 Stunden) zumindest 100 verschiedene Tagesprofile vorhanden sind, wurden für jedes Pool genau 100 unterschiedliche Jahresprofile (25 pro Fahrzeugtyp und Pool⁹) erstellt. Dies bedeutet einerseits, dass kein einziges Fahrzeug ein Tagesprofil zweimal benutzt und andererseits, dass an keinem Wochentag des Kalenderjahres im Querschnitt über alle Fahrzeuge ein Tagesprofil zweimal vorkommt – das wurde mehrfach überprüft. Damit auch die Standorte konsistent über die Tagesgrenzen verlaufen, wurde der erste Standplatz jedes Tages mit jenem

⁹ Eine Ausnahme stellt das Pool 4 für den Fahrzeugtyp BEV16 dar. Dieses besitzt 31 Profile. Dadurch steht für alle Netzknoten der Modellsiedlung und für jedes der vier Szenarien die notwendige Anzahl an Fahrzeugen zur Verfügung.

Standplatz kurz vor Mitternacht des Vortages gleichgesetzt. Dadurch wird verhindert, dass es ohne Fahrt zu einem Standortwechsel kommt. Ebenfalls wurden etwaige Fahrten über Mitternacht berücksichtigt und der Standort des Folgetages erst mit Ende der Fahrt gesetzt.

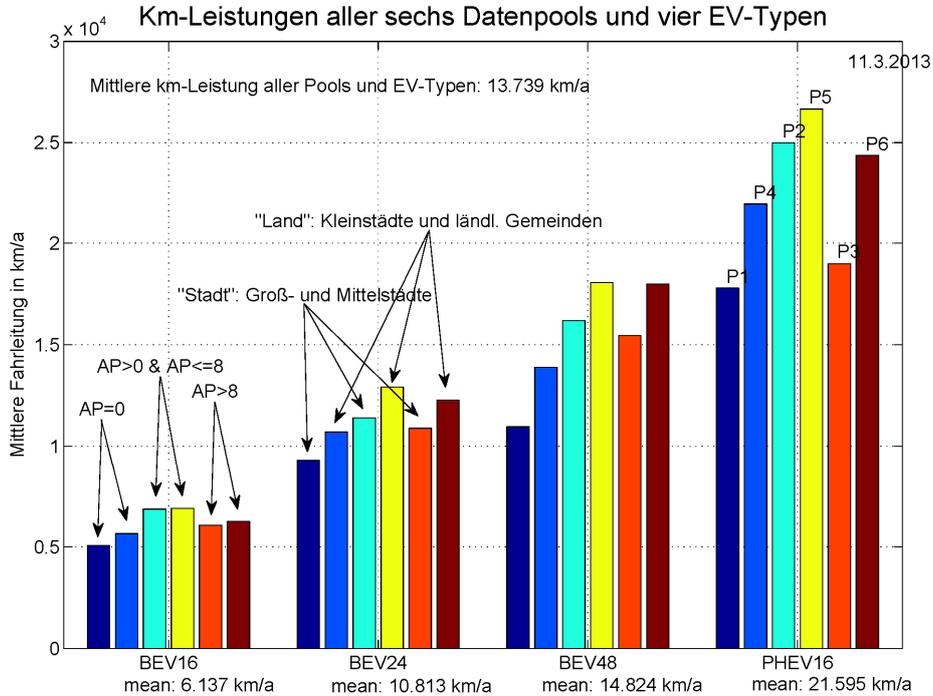


Abbildung 47: Km-Leistungen der Datenpools und Elektrofahrzeugtypen

Die Jahreskilometerleistungen der synthetischen Fahrzeuge aller sechs Pools sind in Abbildung 47 dargestellt und beträgt im Mittel etwa 13.700 km (minimal: ~6.100 km/a; maximal: ~21.600 km).

Tabelle 34: Aufbau der Jahresprofile mit einer Zeitspanne von genau 52 Wochen

~ Jänner bis März	~ April bis Juni	~ Juli bis September	~ Oktober bis Dezember
Herbst + Winter	Frühling + Sommer	Frühling + Sommer	Herbst + Winter
13 Wochen	13 Wochen	13 Wochen	13 Wochen
91 Tage	91 Tage	91 Tage	91 Tage

Für jedes Pool und jeden EV-Typ wurden die drei Jahresprofile (je 1440 x 364 Minutenwerte x 25 (bzw. 31) Fahrzeuge) von „Standort“, „Fahren“ und „Wege“ in Matrizen mit 524.160 x 25 (bzw. 31) Werte gespeichert. Zusätzlich sind alle verwendeten Tagesprofil-IDs je Fahrzeug und Pool ebenfalls in je einer Matrix (364 x 25 (bzw. 31) Werte) hinterlegt, damit die Zusammensetzung der Jahresprofile jederzeit nachvollzogen werden kann.

2.5.3 Definition der E-Mobilitätsszenarien

Die E-Mobilitätsszenarien, welche bei der DSM-Potenzialabschätzung Berücksichtigung finden, wurden in diversen Projektmeetings diskutiert und festgelegt (siehe [25] und [27]). Folgend werden die einzelnen Szenarien und deren Parameter näher erläutert.

Für die Penetration der Elektrofahrzeuge werden die Durchdringungsraten bzw. Fahrzeugklassen¹⁰ der Studie ELEKTRA¹¹ [28] für die Jahre 2020, 2030 und 2050 herangezogen (siehe Tabelle 35). Diese fanden ebenfalls im Forschungsprojekt „V2G-Strategies“ Verwendung (vergleiche Publikation [29]). In weiterer Folge werden die Durchdringungsszenarien jedoch mit „gering“, „hoch“ und „maximal“ bezeichnet, da es im Projekt „aDSM“ in erster Linie um eine jahresunabhängige DSM-Potentialabschätzung geht.

Tabelle 35: Durchdringungen und Fahrzeugklassen für die Szenarien 2020, 2030 und 2050

	BEV 16 kWh	BEV 24 kWh	BEV 48 kWh	PHEV 16 kWh	EV ges.
Szenario 2020 („gering“)	0,2 %	0,2 %	0,1 %	1,0 %	1,4 %
Szenario 2030 („hoch“)	19,2 %	7,3 %	5,8 %	8,3 %	40,6 %
Szenario 2050 („maximal“)	50,5 %	13,5 %	30,7 %	3,9 %	98,6 %

Für die Anschlussleistungen der Ladevorgänge werden 3,7 kW (1-phasig) und 11 kW (3-phasig) berücksichtigt - höhere Leistungen werden an den Standorten „Zuhause“ und „Arbeitsplatz“ nicht betrachtet. Weiters wird angenommen, dass alle Stecker und Buchsen der Ladestellen, Wallboxen und Ladekabeln vom Typ 2, Mode 3 sind und eine vollständige Steuerung der Ladeleistungen (Level, Zeitspannen, etc.) möglich ist. Die prozentuelle Aufteilung zwischen den beiden Normalladeleistungen sind für die drei betrachteten Szenarien in Tabelle 36 aufgelistet. Ausnahme bilden die PHEV, diese werden stets mit max. 3,7 kW geladen.

Tabelle 36: Prozentueller Anteil der installierten Ladeleistungen (Normalladung) und gewählte Anzahl an Ladepunkte an der Schnellladestation je Szenario

	3,7 kW Ladeleistung (1-phasig)	11 kW Ladeleistung (3-phasig)	50 kW Schnellladung (prim.: 3-phasig, sek.: DC)
Durchdringung „gering“	95 %	5 %	1 Ladepunkt
Durchdringung „hoch“	80 %	20 %	2 Ladepunkte
Durchdringung „maximal“	50 %	50 %	4 Ladepunkte

Zusätzlich zu den „privaten“ Ladestellen wird im „städtischen“ Teil des Niederspannungsnetzes ebenfalls eine „öffentliche“ Schnellladestation mit einer max. Ladeleistung von 50 kW (z.B. CHAdeMO-Standard) angebracht und basierend auf den Durchdringungsszenarien und Mobilitätsdaten (Standort „priv. Erledigungen/ Einkauf“) genutzt bzw. ausgebaut. Die max. Anzahl an Schnellladepunkten (Anzahl an DC-

¹⁰ BEV... rein elektrisches, batteriebetriebenes Fahrzeug; PHEV... Plug-In Hybrid Fahrzeug;

¹¹ Folgende Annahmen: „Hoher Ölpreis, Politikszenario“.

Steckdosen) ist in Tabelle 36 angegeben. Die Schnellladestation wird jedoch nur als zusätzlicher Verbraucher angesehen und nicht für DSM-Zwecke herangezogen. Die Ladecharakteristiken und Wirkungsgrade für das Normal- und Schnellladen werden aus den Erfahrungen der E-Modellregionen „VLOTTE“ und „ElectroDrive Salzburg“ übernommen ([30] [31] [32] [33] [34]). Expertengespräche haben ergeben, dass beim Schnellladen mittels CHAdeMO-Standard nur etwa bis zu einem Batterieladezustand von 80% der nutzbaren Batteriekapazität nachgeladen wird. Grund dafür ist anscheinend, dass die Batteriespannung nur einmal beim Start des Ladevorganges übertragen und dann nicht mehr überprüft wird.

Für die Aufteilung der Elektrofahrzeuge auf die Haushalte der Modellsiedlung spielen einerseits die Personenzahl und andererseits der Motorisierungsgrad eine wichtige Rolle. Die Personenzahl je Haushalt wird im Arbeitspaket 1 nach statistischen Werten festgelegt (gesamt 298 Personen). Der Motorisierungsgrad mit 61,3% für 2020, 65,4% für 2030 und 73,7% für 2050 stammt aus [35] und wird entsprechend den Werten für städtische (Wien 2011: 394 Pkw / 1.000 Einwohner) und ländliche Gebiete (Burgenland 2011: 618 Pkw / 1.000 Einwohner) angepasst [36]. In Tabelle 37 ist die Anzahl der Elektrofahrzeuge für Stadt- und Landgebiet je Szenario entsprechend Motorisierungsgrad, Durchdringung und Einwohnerzahl aufgelistet.

Tabelle 37: Anzahl der Elektrofahrzeuge für Stadt- und Landgebiet je Szenario

Szenario	„gering“			
	BEV 16	BEV 24	BEV 48	PHEV 16
Stadt	0	0	0	1
Land	0	0	0	2
Summe	0	0	0	3
Summe ges.	3			

Szenario	„hoch“			
	BEV 16	BEV 24	BEV 48	PHEV 16
Stadt	15	6	4	6
Land	23	9	7	10
Summe	38	15	11	16
Summe ges.	80			

Szenario	„maximal“			
	BEV 16	BEV 24	BEV 48	PHEV 16
Stadt	43	12	26	3
Land	68	18	41	5
Summe	111	30	67	8
Summe ges.	216			

2.5.4 Modellierung der Batterieladezustände

Die weiteren Arbeitspakete benötigen den zeitlichen Verlaufs des Standorts und jenen der zurückgelegten Wege. Die Erstellung dieser Profile wurde in den vorhergehenden Kapiteln erläutert. Als Basis und Vergleichswert für die nachfolgenden DSM-Potenzialabschätzungen wird aber vor allem das ungesteuerte Ladeprofil bzw. den damit verknüpften zeitlichen Verlauf des Batterieladezustandes (SOC ... state of charge) für alle betrachteten Fahrzeuge benötigt. Ungesteuertes Laden bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der Ladevorgang unmittelbar nach Erreichen eines Standortes mit Ladeinfrastruktur beginnt und mit dem Start der nächsten Fahrt bzw. mit Abschluss der Vollaftung endet.

Mit Hilfe der Simulationssoftware MATLAB wurde das am Institut ESEA entwickelt Ladeprofil-Tool entsprechend den Bedürfnissen des Projekts aDSM erweitert und angepasst. Die Mobilitätsdaten, die Fahrzeugparameter und die Lademöglichkeiten bilden gemeinsam das Pool der Modelleingangsgrößen (siehe Abbildung 48). Das MATLAB-Tool ermöglicht eine fahrzeugexakte Ermittlung der Lade- und SOC-Profile für eine Vielzahl von frei wählbaren Parametergrößen.

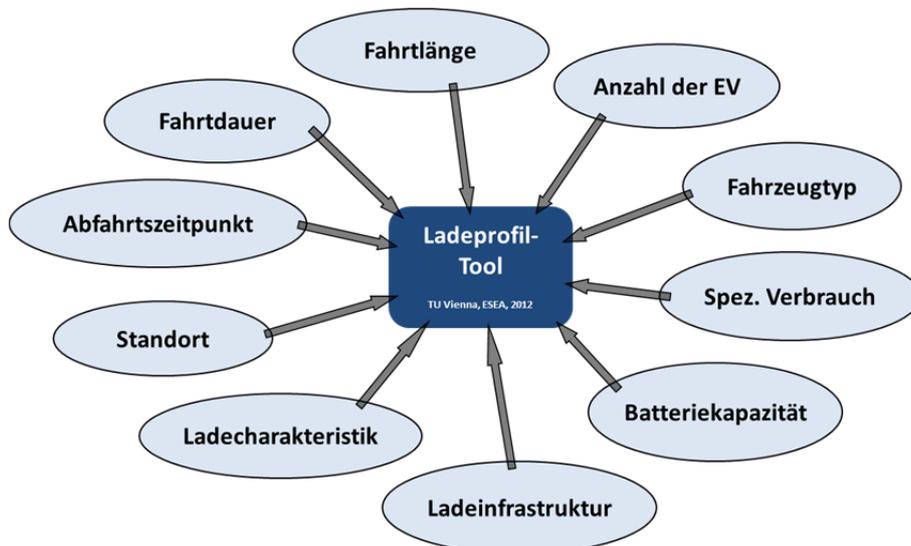


Abbildung 48: Eingangsparameter des MATLAB-Tools zur Erstellung der Ladeprofile

Tabelle 38 gibt einen Überblick der gewählten Rahmenbedingungen für das Batteriemanagementsystem und den spez. Verbrauch. Die Ergebnisse der Untersuchungen ([32] und [37]) zeigen, dass der spezifische Verbrauch von Elektrofahrzeugen sehr stark von der Umgebungstemperatur und von Nutzungsgrad der Nebenverbraucher (z.B. Klimaanlage) abhängig ist. Für das Projekt aDSM wurde der spezifische Verbrauch auf Basis der durchschnittlichen Umgebungstemperatur modelliert und dabei die gemessenen spez. Verbräuche der Elektromobilitätsmodellregion „ElectroDrive Salzburg“ als Extremwerte herangezogen (Winter: Fahrverbrauch + Heizen, Übergangszeit: nur Fahrverbrauch, Sommer: Fahrverbrauch + Kühlen). Abbildung 49 stellt die Zusammenhänge grafisch dar.

Wie schon angemerkt, sind in der betrachteten Modellsiedlung zusätzlich zu den „privaten“ Ladestellen im Netz ebenfalls auch „öffentliche“ Schnellladestationen angebracht. Diese werden jedoch nur als zusätzliche Verbraucher angesehen und nicht für DSM-Zwecke herangezogen. Deshalb ist die Berechnung des Batterieladezustandsverlaufes in diesem Fall überflüssig. Beim Normalladen jedoch nicht. Ab-

Abbildung 50 zeigt den SOC-Verlauf und das dazugehörige Ladeprofil für eines beispielhaften BEV (Normalladen nur Zuhause mit 3,5 kW).

Tabelle 38: Rahmenbedingungen für die Modellierung der Batterieladezustände

	Normalladung (1-phasig)	Schnellladung (3-phasig)	Schnellladung (DC)
Max. Ladeleistung	3,5 kW	10,5 kW	50 kW
Nutzbare Batteriekapazität	80 % BEV / 60 % PHEV	80 % nur BEV	
Ladeumschaltpunkt	80 %		45 %
Ladecharakteristik	IUa		
Wirkungsgrad des Ladesystems	90 %		
Spezifischer Verbrauch	Ø 20 kWh / 100 km		

Für sämtliche Pools (6 x 100 Fahrzeuge, siehe Kapitel „Berechnung der Mobilitätsprofile“), Durchdringungsraten und Fahrzeugklassen wurden die Ladeprofile und SOC-Verläufe des gesamten Kalenderjahres berechnet. Je nach Batteriekapazität können einige Fahrzeuge, übers gesamte Jahr betrachtet, ihre Mobilitätsbedürfnisse mit Normalladen nur Zuhause nicht erfüllen. Das heißt, dass der SOC-Verlauf zumindest einmal im Betrachtungszeitraum die minimale SOC-Grenze unterschreitet. In der Modellsiedlung werden jedoch nur jene Fahrzeuge der sechs Pools herangezogen, die im Basisfall „Normalladen nur Zuhause“ alle ihre Wegketten erfüllen können.

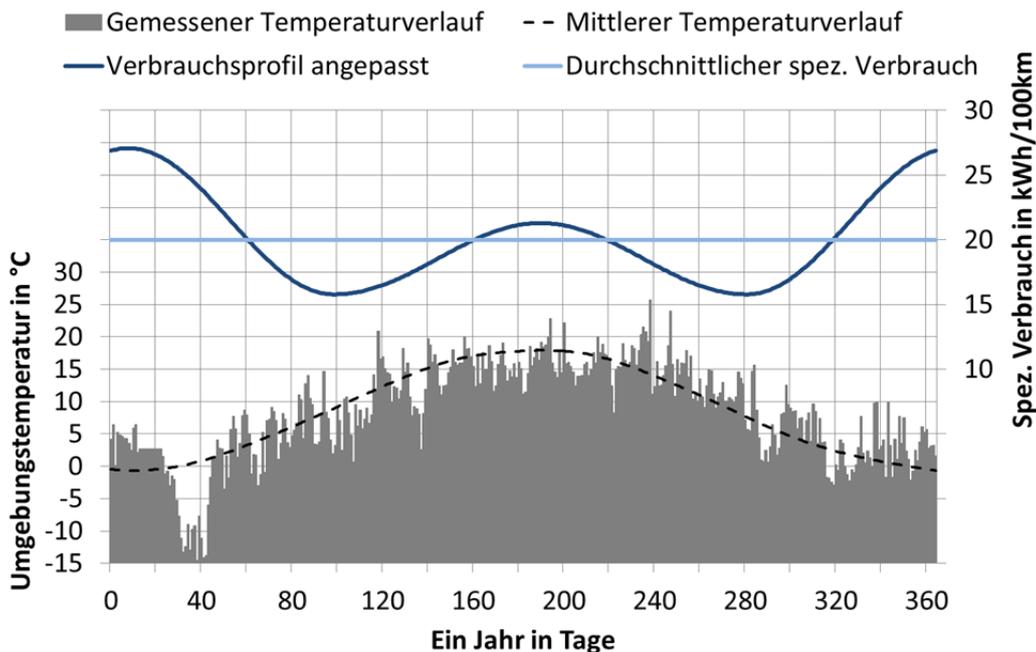


Abbildung 49: Modellierung des spezifischen Verbrauchs auf Basis der Umgebungstemperatur

Im Arbeitspaket 1 wurde die Modellsiedlung mit 300 Personen basierend auf österreichischen Statistiken erstellt und den Haushalten die entsprechenden elektrischen Geräte zugewiesen. Für nähere Details siehe [38]. Basierend auf den Personen je Haushalt, dem Motorisierungsgrad, den Durchdringungsraten und dem Netzplan der Modellsiedlung (Unterteilung der Netztopologie in städtisch und ländlich) werden jedem HH-Netzknotten die entsprechende Profile der Elektrofahrzeuge zugeordnet.

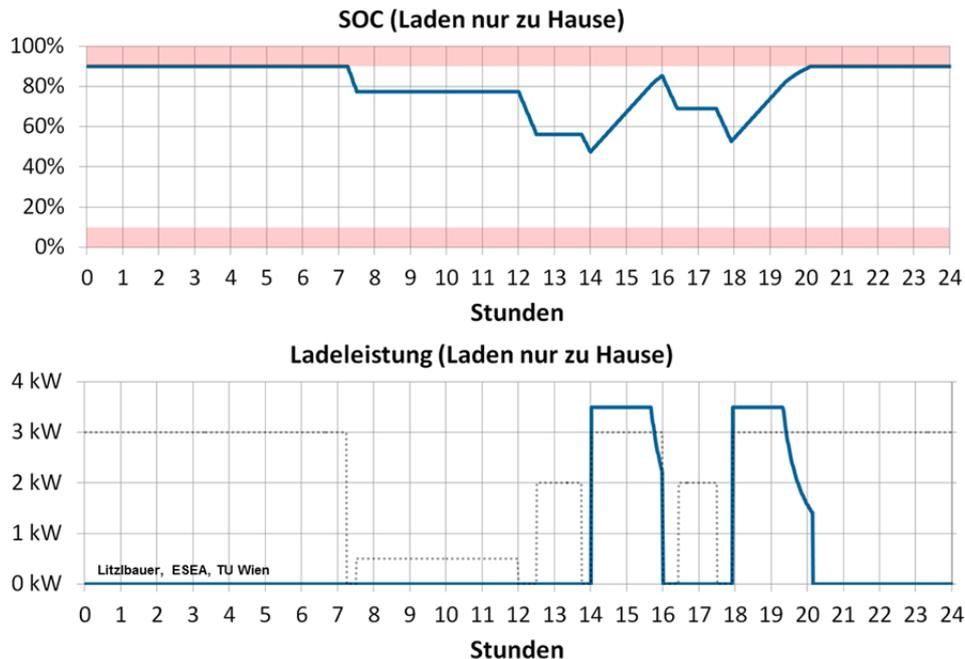


Abbildung 50: Batterieladezustandsverlauf und Ladeprofil eines beispielhaften Elektrofahrzeuges

2.5.5 Regeln für DSM-Potenziale von E-Fahrzeuge (D2.2)

Wie im Arbeitspaket 1 (für Haushalte), kann auch im Arbeitspaket 2 (für Elektromobilität) das DSM-Potenzial nicht direkt mit einem einzigen Zahlenwert beschrieben werden. Eine Aussage ist nur in Kombination einer Zielvorgabe sinnvoll. Diese Zielfunktionen der Optimierung werden in den Arbeitspaketen 5 und 6 beschrieben. Nachfolgend ist ein DSM-Regelwerk angeführt, das als Nebenbedingung für Optimierung herangezogen werden soll.

Folgende Parameter sind für das aDSM-Potenzial der Elektromobilität von Relevanz:

- **Steuerung der Ladeleistung:**

Bei gesteuertem Laden kann die Ladeleistung stufenlos zwischen 0 und Maximalleistung eingestellt werden (z.B. je nach PV-Verfügbarkeit bzw. Netzkapazität)

- **SOC-Grenzen:**

Diese werden zur Batterieschonung mit 10 % minimal und 90 % maximal eingestellt (z.B. Batteriekapazität: 24 kWh => 19,2 kWh nutzbar). Weitere Restriktionen sind nicht vorgesehen. Wichtigste Nebenbedingung ist die Erfüllbarkeit (siehe unten). Der SOC-Wert z.B. vor der ersten Fahrt ergibt sich für jedes Fahrzeug entsprechend der Zielfunktion der Optimierung.

- **Ladezeiten:**

Geladen kann nur dann werden, wenn das Elektrofahrzeug an einem Standort mit Ladeinfrastruktur parkt. Diese Standorte sind „Zuhause“ und „Arbeitsplatz“. Es wird angenommen, dass unmittelbar nach Erreichen des Standorts am Ladepunkt angesteckt wird.

- **Erfüllbarkeit:**

Die Fahrzeuge werden derart aus den zuvor beschriebenen Pools ausgewählt, dass mit ungesteuertem Laden für alle Durchdringungsszenarien 100 % der Wege¹² erfüllt werden können. Unter Anwendung von DSM werden diesbezüglich zwei Fälle betrachtet:

- Fall 1: Das DSM-Potenzial kann nur soweit ausgeschöpft werden, dass trotzdem alle Wege erfüllt werden; Erfüllbarkeit = 100 % = keine Einschränkungen der Mobilität.
- Fall 2: Die Erfüllbarkeit ist nicht immer gegeben - an max. 5 % der Tage im Jahr muss auf ein alternatives Transportmittel zurückgegriffen bzw. eine zusätzliche Schnellladung (Wegunterbrechung) durchgeführt werden.

2.6 Evaluierung und Optimierung der Erzeugungsprognose

Für die Umsetzung der vorausschauenden Lastanpassung wird eine Einspeiseprognose benötigt. Das hier beschriebene Arbeitspaket 3 liefert dafür optimierte meteorologische Prognosen, insbesondere der Globalstrahlung, sowie eine Validierung der Wind- und Globalstrahlungsprognosen. In Kapitel 2.7 liegt die Zielsetzung in der Prognostizierung der elektrischen Einspeisung basierend auf den meteorologischen Prognosen.

Die Erstellung der meteorologischen Prognosen wird in folgende Teilschritte gegliedert:

- Beschreibung der Modelle ALARO und INCA
- Validierung der Prognosegüte von Wind und Globalstrahlung für ausgewählte Standorte
- Entwicklung neuer Verfahren zur Verbesserung der Prognosequalität

2.6.1 Modellierung mit ALARO und INCA

ALARO

ALARO ist das operationelle Ausschnittsmodell der ZAMG seit 2011. Die horizontale Auflösung beträgt 4.8 km, das Modell rechnet mit 60 vertikalen Schichten. Operationell werden 4 Läufe pro Tag, jeweils bis +72 Stunden voraus, gerechnet. Abbildung 51 zeigt die derzeitige ALARO Domäne für die Modellintegration. ALARO bzw. die österreichische Variante ALARO5-AUSTRIA ist mit dem globalen IFS Modell gekoppelt, welches am Europäischen Zentrum für mittelfristige Wettervorhersage (ECMWF) betrieben wird. Der Anfangszustand der freien Atmosphärenfelder wird durch Interpolation der IFS Modellfelder auf das 4.8 km Gitter erzeugt. Der Anfangszustand des Bodens wird durch Assimilation von SYNOP und TAWES Stationsdaten (mittels Optimum Interpolation (OI)) generiert. ALARO5-AUSTRIA ersetzt ALADIN-AUSTRIA [39], welches auf einer horizontalen Auflösung von 9.6 km gekoppelt mit dem französi-

¹² Dabei besitzen die Fahrzeuge aller Pools eine durchschnittliche km-Leistung von ~ 9.000 km/a wenn angenommen wird, dass die Fahrzeuge an 16,67 % der Tage nicht benutzt werden.

schen Globalmodell ARPEGE lief. ALARO wird im internationalen Konsortium ALADIN (Aire Limitée Adaptation dynamique Développement International), einer Kooperation von 13 Europäischen und 3 Nordafrikanischen staatlichen Wetterdiensten, ständig weiterentwickelt.

ALARO5-AUSTRIA domain & topography

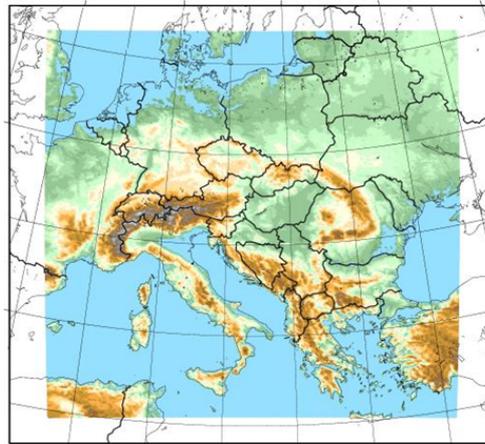


Abbildung 51: Operationelle Domäne und Orographie von ALARO5-AUSTRIA

ALARO ist eine spezielle Entwicklung des ALADIN Modells für horizontale Auflösungen um 5km. Die wesentlichen Unterschiede zwischen ALARO und dem Vorgänger ALADIN liegt in der Modellphysik, insbesondere bei der Behandlung von Konvektion und Turbulenz. Numerische Wettervorhersagemodelle auf einer Skala von etwa 5 km stellen die Modellentwickler vor spezielle Herausforderungen. Auf dieser Skala ist Konvektion weder direkt durch das Modell aufgelöst (d.h. die konvektiven Prozesse werden durch eine bestimmte Anzahl an Gitterpunkten repräsentiert) noch ist die Auflösung so gering, dass klassische Konvektionsparametrisierungen greifen. Diese sog. Grauzone wird durch ein spezielles prognostisches Konvektionsschema namens 3MT behandelt [40]. Im IFS Modell werden die meisten Alpen Täler und Becken aufgrund der zu geringen horizontalen Auflösung (16 km) nicht repräsentiert. Daher können auch die atmosphärischen Prozesse in Tälern und Becken nur unzureichend erfasst werden. Aufgrund der deutlich höheren Auflösung und der ausgereiften Modellphysik vermag ALARO im komplexen Terrain deutlich realistischere und detailliertere Prozesse zu simulieren [41].

INCA

Numerische Wettervorhersagemodelle (NWP) sind u.a. dadurch charakterisiert, dass sich deren Güte im Kurzfristbereich (0-6 Stunden) nicht wesentlich von jener bei +12h oder +24h unterscheidet. Hauptgrund dafür ist, dass die Modelle mit Analysen initialisiert werden, die zwar auf die Modelleigenschaften Rücksicht nehmen, allerdings sehr weit von den tatsächlichen Beobachtungen liegen können. Zusätzlich ist die Anwendbarkeit aufgrund der geringen horizontalen Auflösung (ca. 5-10 km) limitiert, wodurch kleinräumige Phänomene oft nicht erfasst werden können. Im Falle der Temperaturvorhersage kann z.B. eine simple Persistenzprognose für die ersten paar Stunden besser sein als der direkte Modelloutput. Eine auf hochauflösenden Analysen basierende Nowcastingmethode wie das an der ZAMG entwickelte System Integrated Nowcasting Through Comprehensive Analysis (INCA) kann somit einen erheblichen

Mehrwert zur klassischen NWP Vorhersage liefern, speziell in den ersten paar Vorhersagestunden. Die Stärke des Analyse- und Nowcastingsystem INCA liegt in der kurzfristigen Vorhersage, obwohl auch außerhalb des Nowcastingbereichs aufgrund des topographischen Downscalings bzw. einer Biaskorrektur Verbesserungen gegenüber dem direkten Modelloutput zu verzeichnen sind. Charakteristisch für INCA ist die hohe horizontale Auflösung von 1km. Dies ermöglicht die Stationsbeobachtungen direkt in das Modell zu integrieren, da die Charakteristika am Aufstellungsort ein hohes Maß an Repräsentativität für die Gitterbox gewährleisten. INCA rechnet auf einer Lambert-Projektion, die derzeit operationelle Domäne besteht aus einer Fläche von 700x400km und deckt somit die Ostalpen sowie das Alpenvorland ab (Abbildung 52).

INCA Domain & Topography

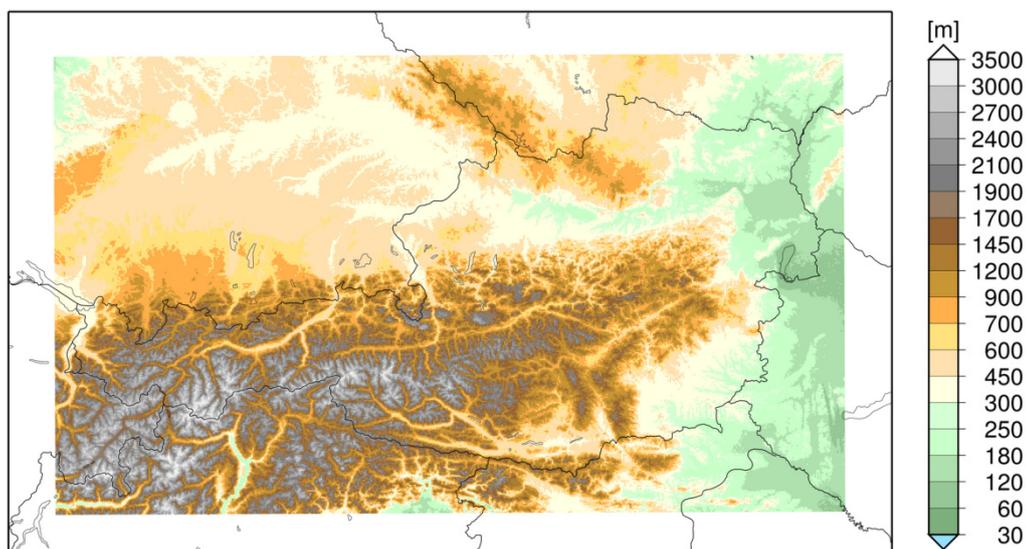


Abbildung 52: Operationelle INCA Domäne und Orographie

In der INCA Analyse werden alle zur Verfügung stehenden Beobachtungsdaten zusammengefasst und zu einer Gesamtanalyse kombiniert. Dabei werden Beobachtungsdaten von konventionellen Bodenstationen (TAWES, HYDRO bzw. zusätzliche Quellen) ebenso wie remote sensing Daten (Satelliten- und Radardaten), Modelldaten und hochaufgelöste Topographiedaten berücksichtigt. Eine detaillierte Systembeschreibung ist in [42] sowie [43] zu finden.

INCA Wind

Die stündliche Windanalyse in INCA geht von der ALARO-Prognose als ‚first guess‘-Feld aus. Die dreidimensionale ALARO Windprognose (u und v-Komponenten) wird trilinear auf ein dreidimensionales INCA-Gitter interpoliert. Dann werden die Differenzen zwischen ALARO Prognose und Stationsbeobachtungen räumlich dreidimensional interpoliert, und deren Inkremente zum first guess addiert. Ähnlich zur Temperatur- und Feuchteanalyse wird zwischen Werten an den 3-dimensionalen Modell-Levels und dem 10m Wind unterschieden. Letzterer wird – unter Verwendung von Grenzschichtphysik – in den NWP Modellen durch Interpolation zwischen unterstem Modell-Level und dem Boden ermittelt. Dieser 10-m

Wind ist allerdings jener in 10-m Höhe über der Modellorographie, die stark von der realen Orographie abweichen kann. Um die Differenzen zwischen beobachteten Wert und NWP-Wert bestimmen zu können, muss ein geeigneter Faktor f_{10} geschätzt werden, der den Wind auf dem Modell-Level zu einem 10-m Wind reduziert. Basierend auf dem ALARO Output wurde ein Faktor $f_{10} \approx 0.75$ ermittelt, der operationell im Flachland sowie in Tälern verwendet wird. In exponierteren Regionen nimmt dieser Faktor Werte bis 0.9 an (Abbildung 53). Die Parametrisierung hat die Form:

$$f_{10}(i, j) = F_{10}^{VAL} + (F_{10}^{MTN} - F_{10}^{VAL}) \min \left[1, \max \left(0, \frac{z_H(i, j) - z_V(i, j)}{z_{SCALE}} \right) \right],$$

wobei $F_{10}^{VAL} = 0.75$, $F_{10}^{MTN} = 0.9$, $z_{SCALE} = 300$ m, z_H ist die Orographie, und z_V ist die Talbodenhöhe.

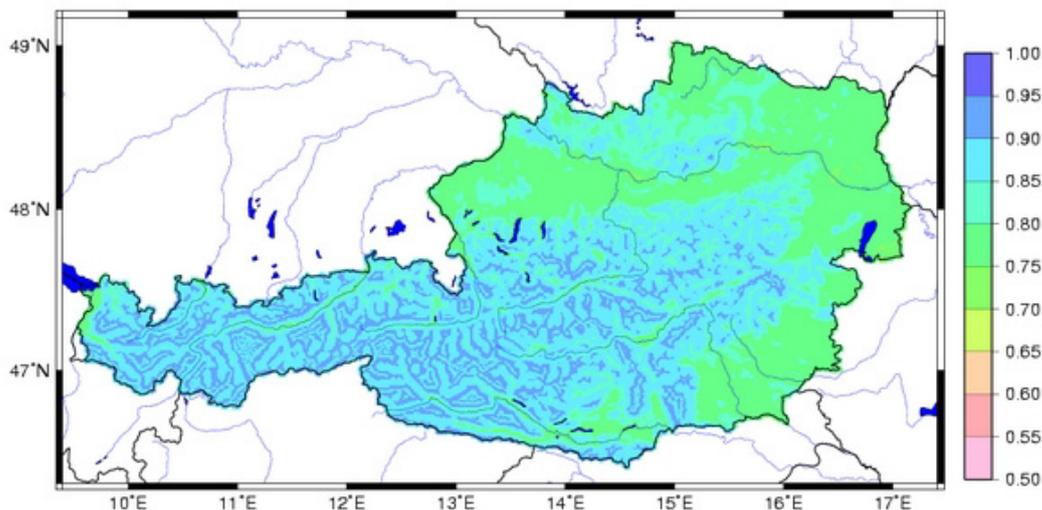


Abbildung 53: Parametrisierung des Faktors zwischen Wind auf Modell-Level und 10-m Wind.

Nach Multiplikation des beobachteten Windes mit f_{10}^{-1} werden die Differenzen der u- und v-Komponenten zwischen Modell und Beobachtung ermittelt und auf das 3D INCA Gitter interpoliert. An dieser Stelle ist das resultierende 3-dimensionale Windfeld $\vec{v} = (u, v, w)$ nicht massenkonsistent. Erstens, weil eine inverse Abstandsgewichtung der Beobachtungskorrekturen kein massenkonsistentes Feld erzeugt und zweitens, weil die ALARO Windvorhersage nicht zur hochauflösenden INCA Topographie passt. Ein iterativer Relaxationsalgorithmus zur Erzeugung eines solchen massenkonsistenten Windfeldes wird angewandt, welcher der Bedingungen $\nabla \cdot (\rho \vec{v}) = 0$ und $\vec{v} \times \vec{n} = 0$ (kein Wind durch das Terrain) genügt (Abbildung 4). Eine Übersicht über verschiedene Methoden zur Generierung massenkonsistenter Windfelder bietet [44].

Das derzeitige Downscalingverfahren ist rein kinematischer Natur. D.h., es können keine dynamischen Effekte wie Gebirgswellen oder Föhn in der Analyse erzeugt werden, sofern diese Phänomene nicht im NWP Hintergrundfeld oder in den Beobachtungen auftreten.

Abbildung 54 vergleicht exemplarisch eine INCA 10-m Windanalyse mit dem First Guess von ALARO.

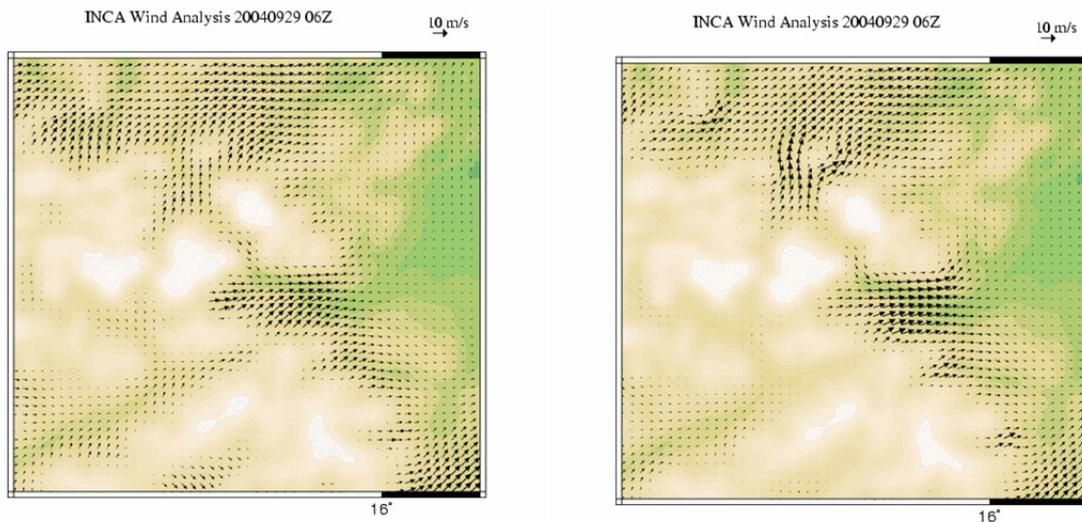
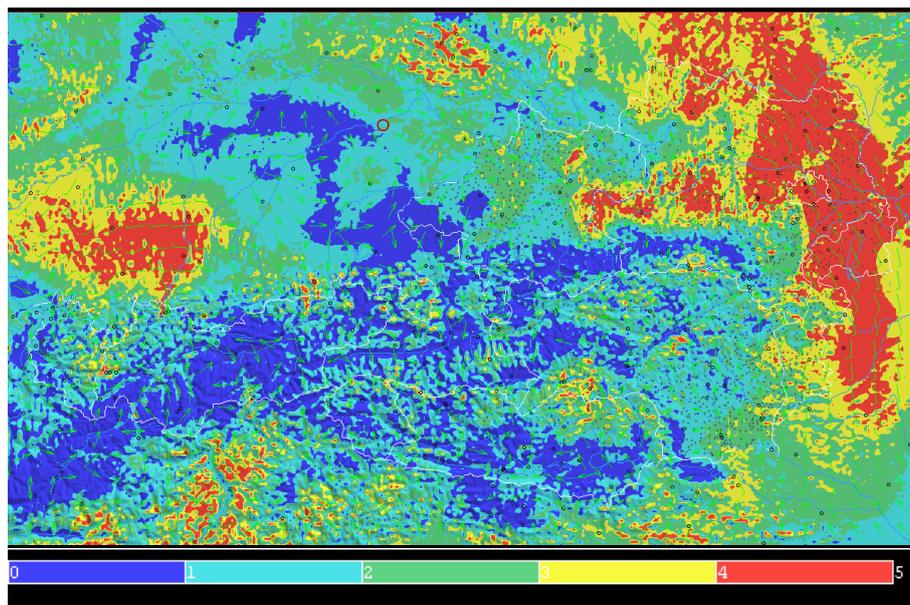


Abbildung 54: ALARO Wind Vorhersage in 1000m Höhe für Region Alpenostrand, downscaled auf 1 km vor (links) und nach dem Relaxationsverfahren (rechts). Zu bemerken sind Kanalisierungseffekte und Beschleunigungen des Windes um Gebirgsflanken und durch Pässe, welche für Massenkonsistenz notwendig sind.



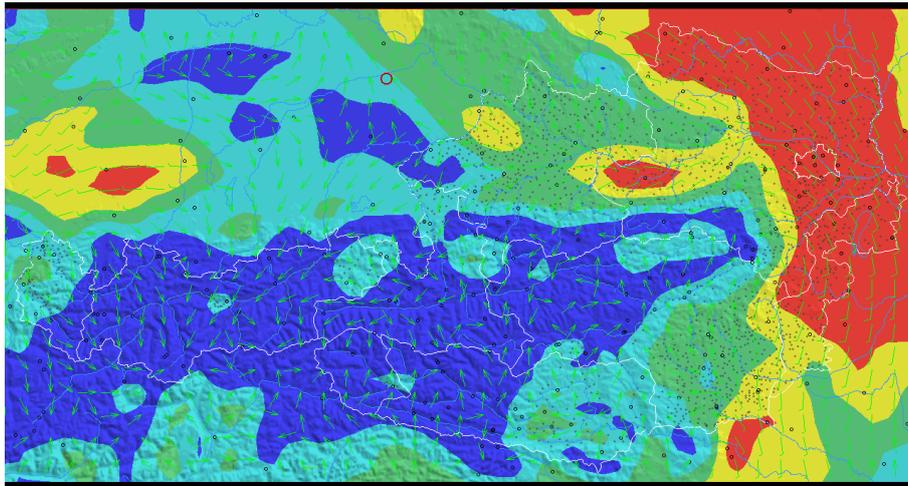


Abbildung 55: Beispiel einer INCA 10-m Windanalyse für 2011-03-08 14 UTC (oben). Farben geben Windgeschwindigkeiten an, Windvektoren veranschaulichen die Windrichtung. Das untere Bild zeigt den korrespondierenden First Guess der ALARO Prognose von 2011-03-08, 00 UTC +14h Vorhersage.

Alle INCA Vorhersagen kombinieren eine Beobachtungs-basierende Extrapolation mit einer NWP (in unserem Fall ALARO) Vorhersage. Dabei wird die zeitliche Entwicklung des Modells auf die Analyse aufgesetzt. Eine fixe Gewichtungsfunktion sorgt für den linearen Übergang in die Modellvorhersage ALAROs, wobei nach 6 Stunden das Gewicht zur Gänze bei ALARO liegt.

INCA Globalstrahlung

Die INCA Globalstrahlungsanalyse und –nowcastings basieren in erster Linie auf der INCA Bewölkung, dem niederschlagsfähigen Wasser und Beobachtungsdaten.

Die Bewölkungsanalyse in INCA entspricht eigentlich einer Analyse der Einstrahlung, wobei die Satellitendaten (Nowcasting SAF Produkt ‚Cloud Type‘, [45]) als fingerprint für die abstandsgewichtete räumliche Interpolation der an den TAWES Stationen (Teilautomatisches Stationsnetz der ZAMG) beobachteten Sonnenscheindauer verwendet werden. Ähnlich der INCA Niederschlagsanalyse wird kein NWP Modelloutput verwendet, sondern es werden Satellitendaten mit Stationsdaten kombiniert. Die wesentliche Idee bei der Bewölkungsanalyse ist, die räumliche Interpolation der Stationsbeobachtungen für jeden Satz von Stationen, die sich unterhalb eines bestimmten Wolkentypus befinden, durchzuführen. So wird die Beziehung zwischen Wolkentyp und Sonneneinstrahlung nicht zwischen den Grenzen verschiedener Wolkentypen "verschmiert". Das resultierende Feld wird gemäß der räumlichen Verschiebung zwischen Stationsstandort und Satellitengitterpunkt geringfügig geglättet. Die Wolkentyp-Information mittels Satellitendaten verbessert die räumlichen Strukturen der Bewölkungsanalyse verglichen mit der typischen ‚Bullaugen‘-Struktur der Stationsinterpolation. Basierend auf der INCA Bewölkung wird ein First Guess der Globalstrahlung berechnet. Dabei wird eine Strahlungsparametrisierung nach Sauberer und Dirmhirn, 1958 ([46]) unter Berücksichtigung topographischer Effekte und Gasabsorption durchgeführt. Ähnlich dem Windmodul werden die Differenzen zwischen Globalstrahlungsbeobachtungen an den TAWES Stationen und dem First Guess aus ALARO berechnet und invers abstandsgewichtet räumlich interpoliert. Dabei wird die Interpolation separat für abgeschattete und nicht-abgeschattete Gitterpunkte durchgeführt, wobei die Abschattung auf astronomischen und topographischen Überlegungen beruht. Schließlich wird das erzeugte Differenzfeld zum First Guess Feld addiert. Diese Methode liefert sinnvolle Ab-

schätzungen der räumlichen Globalstrahlungsverteilung. Lokale, z.B. mikrotopographische Effekte oder Reflexionen von Schneeflächen werden dabei jedoch nicht berücksichtigt.

Die Nowcastingfelder der Globalstrahlung basieren auf den Nowcasts der INCA Bewölkung bis +6 Stunden Vorhersagen und auf den ALARO Globalstrahlungsvorhersagen bis +48 Stunden. Eine zeitlich lineare Gewichtung gewährleistet einen glatten Übergang von Nowcasting in ALARO. Für das Nowcasting der Bewölkung werden mittels Korrelationsverfahren sog. Cloud Motion Vektoren aus zeitlich aufeinanderfolgenden Satellitenbildern (Infrarot oder sichtbarer Kanal) gebildet. Diese Cloud Motion Vektoren werden nun zur Verlagerung der Bewölkungsanalysen verwendet. Die resultierenden Nowcastingfelder der Bewölkung werden anschließend noch einem Konsistenztest mit dem Niederschlagsnowcasting unterzogen. Die Parametrisierung der Globalstrahlung basierend auf den Bewölkungsnowcastingfeldern wird analog zum Analysemodus durchgeführt. Abbildung 56 zeigt eine Globalstrahlungsanalyse anhand des 10 März 2011, 14:00 UTC. Die 1-h Vorhersage zeigt den Einfluss der topographischen Abschattung, die in Analyse und Nowcasting inkludiert ist.

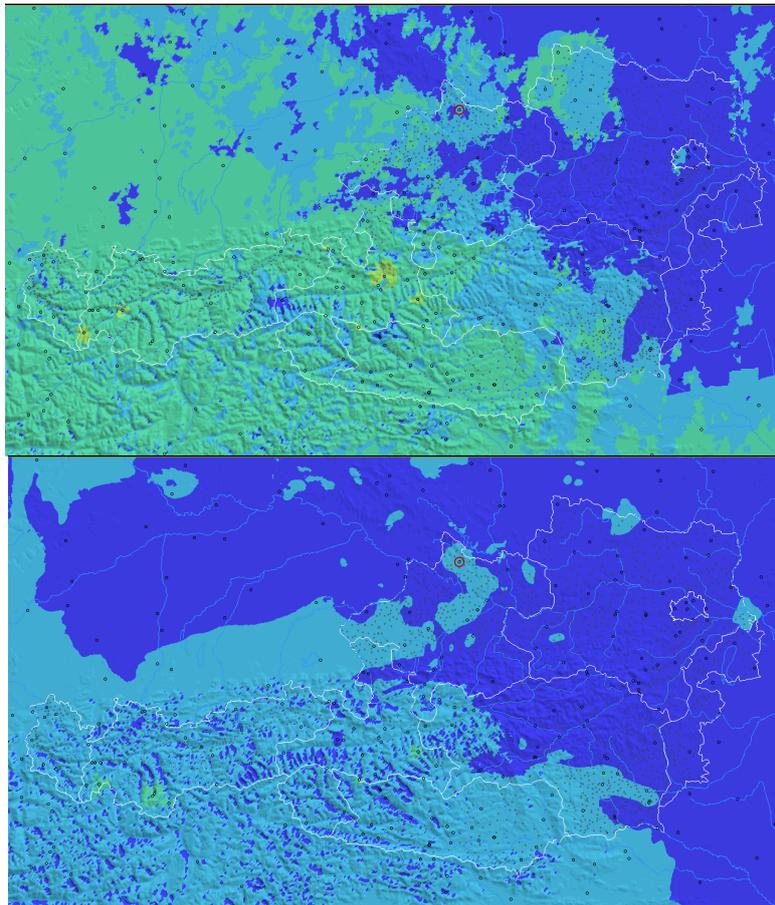


Abbildung 56: Operationelle INCA Globalstrahlungsanalyse vom 10 März 2011, 14:00 UTC (oben) und 1-h Nowcasting (unten)

Im Rahmen von aDSM wurden für die Standorte Bregenz und Klagenfurt Temperatur- und Globalstrahlungsprognosen aus INCA und ALARO für den Zeitraum Jänner 2010 bis Februar 2012 aufbereitet. Zusätzlich wurden Bewölkungsprognosen generiert und für einen ausgewählten Zeitraum (Hochnebel!)

bereitgestellt. Für 11 ausgewählte Standorte in Oberösterreich wurden für die Leistungsmodellierung (PV) Globalstrahlungs- und Bewölkungsprognosen aus ALARO aufbereitet und übermittelt. Für den Standort Klagenfurt wurden statistisch korrigierte Globalstrahlungsprognosen (siehe unten) an den Projektpartner übermittelt.

2.6.2 Validierung und Entwicklung neuer Verfahren zur Verbesserung von Wind- und Globalstrahlungsprognose

Durch die Zuhilfenahme von statistischen Werkzeugen (z.B.: Korrelation) können wetter- und strömungsabhängige Validierungen der Modelle und Methoden vorgenommen werden, um so Über- bzw. Unterschätzung, die durch spezielle Wetterlagen bedingt sind, festzustellen. Post-processing Methoden wie beispielsweise Bias-Korrekturen können darauf aufbauend implementiert werden.

Besonders im komplexen topographischen Gelände können stationsbezogene statistische Verfahren den direkten NWP-Modelloutput erheblich verbessern. Beruhend auf den ermittelten Ergebnissen werden statistische Verfahren entwickelt, die die numerischen Vorhersagen für verschiedene Prognosehorizonte optimieren.

Arbeiten zur Optimierung der Globalstrahlung

Der Unterschied zwischen vorhergesagter und tatsächlich gemessener Globalstrahlung unterliegt starken Schwankungen, wobei die Fehler in der Vorhersage große Werte annehmen können. Da die Vorhersage der Globalstrahlung in direktem Zusammenhang mit der vorhergesagten Bewölkung steht, resultiert ein Fehler in der Bewölkungsprognose direkt in einen Fehler der Globalstrahlungsprognose. Neben dem Zenitwinkel ist der Grad der Bewölkung ein entscheidender Faktor für die Globalstrahlung und kann diese auf einen Bruchteil des Wertes bei klarem Himmel reduzieren. D.h. es können große Abweichungen auf Grund von fehlerhafter Bewölkungsprognose auftreten.

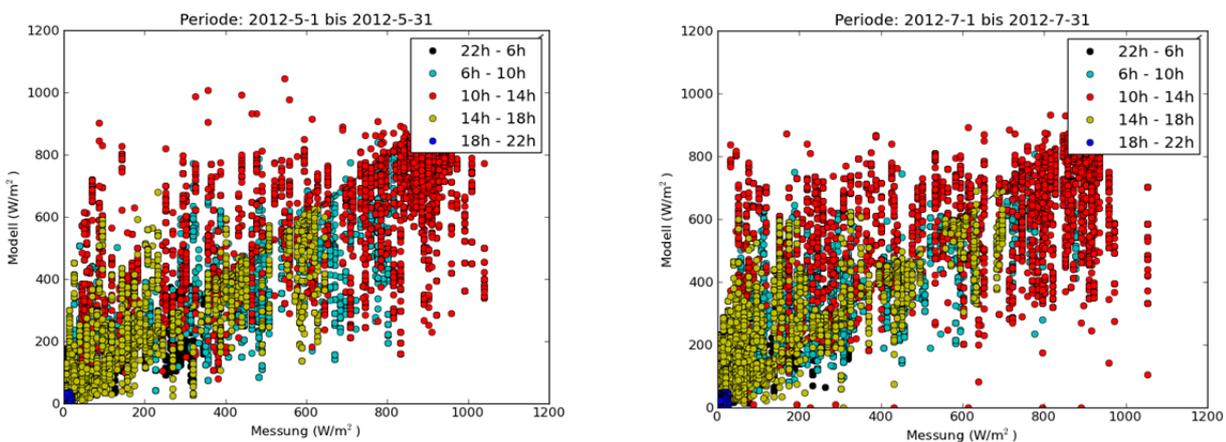


Abbildung 57: Darstellung der gemessenen Globalstrahlung gegenüber dem Modell für Mai (links) und Juli (rechts) 2012 bei einer Messstation (Bregenz). Es werden alle Vorhersagezeitpunkte dargestellt. Unterschiedliche Tageszeiten sind farblich markiert. Rote Punkte repräsentieren demnach Tageszeiten zwischen 10h und 14h UTC.

Die zum Teil großen Fehler sind in Abbildung 57 ersichtlich. Hier wurden für zwei Monate an der TAWES Station Bregenz die Vorhersagen (alle Vorhersagezeitpunkte, d.h. 0h bis 48h) gegenüber den tatsächlich gemessenen Werten aufgetragen. Die Farben kennzeichnen verschiedene Tageszeitregime. Man erkennt zwar aus dieser Abbildung die höheren Globalstrahlungswerte um die Mittagszeit (rot) gegenüber den Vormittags- und Nachmittagsstunden (cyan und gelb), allerdings lässt sich kein eindeutiger Zusammenhang aus Tageszeit und Prognosefehler erkennen.

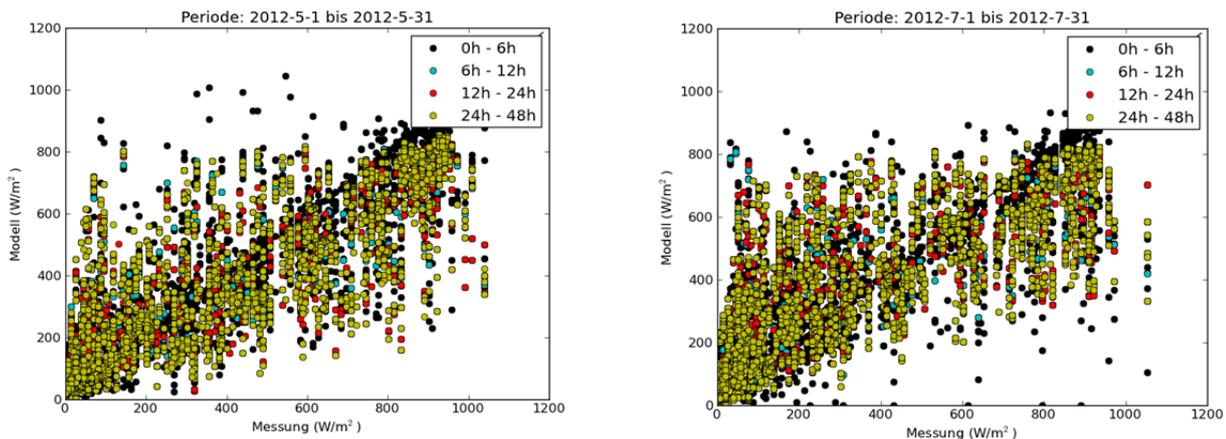


Abbildung 58: Ähnlich wie Abbildung 57, diesmal die Vorhersagezeit farblich markiert

Um einen eventuellen Zusammenhang zwischen Vorhersagezeitpunkt und dem Fehler darzustellen, wurden in Abbildung 58 die verschiedenen Prognosezeiträume farblich markiert. In dieser Grafik ist zu erkennen, dass die Vorhersagen im Nowcasting Bereich, also etwa bis +6h, eine etwas höhere Güte besitzen. Dies ist vor allem bei hohen Werten der Globalstrahlung ersichtlich, d.h. bei eher wolkenlosen Verhältnissen. Bei Bewölkung und in den Vormittags- und Nachmittagsstunden, also bei geringeren Globalstrahlungswerten, ist tendenziell eine Verminderung der Prognosegüte zu erahnen. Allerdings sind auch hier keine eindeutigen Zusammenhänge erkennbar.

Die recht großen Schwankungen im Vorhersagefehler resultieren aus der hohen Variabilität in der Globalstrahlung. Es ist daher sehr schwierig für einzelne Termine (Vorhersagezeitpunkte) eine geeignete statistische Korrektur der Vorhersage zu entwickeln. Viel eher ist eine Korrektur des mittleren Fehlers in der Vorhersage erreichbar. Um den mittleren Fehler darzustellen, ist es zweckmäßig, mit der gerade vorherrschenden Einstrahlung zu gewichten. D.h. es wird ein relativer Bias errechnet und dieser als ein Mittel über einen bestimmten Zeitraum (1 Monat) dargestellt.

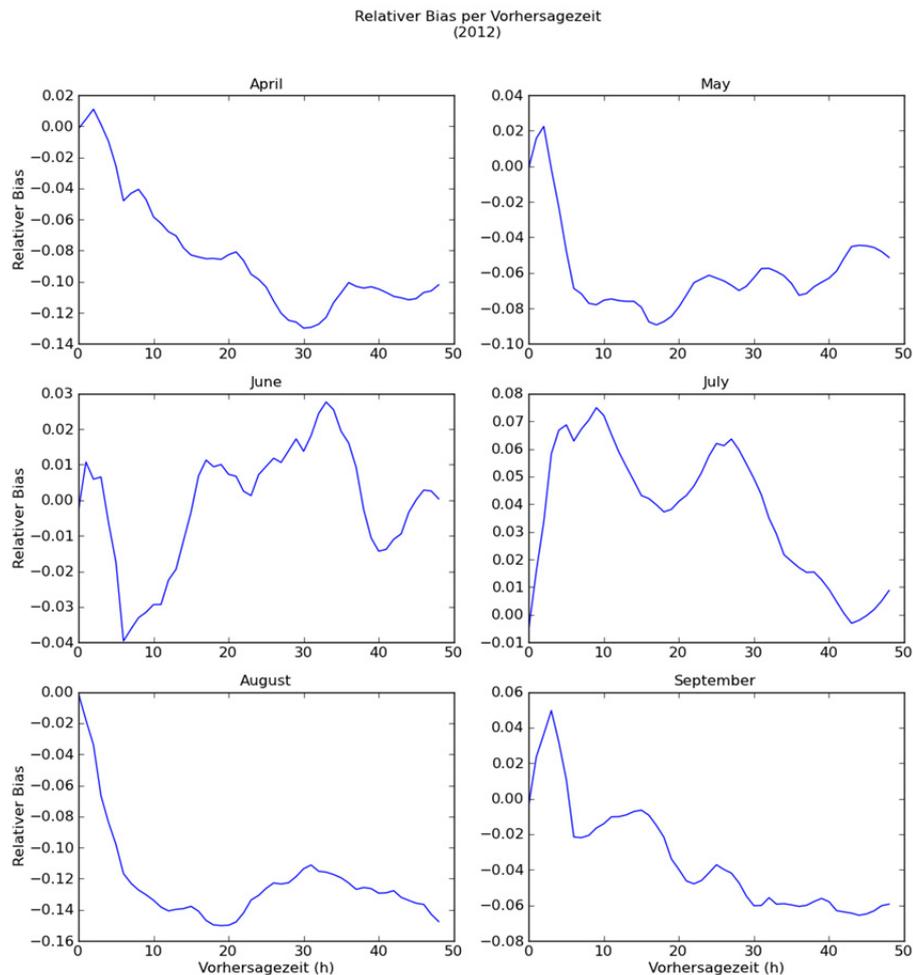


Abbildung 59: Relativer Bias pro Vorhersagezeitpunkt, gemittelt über verschiedene Monate aus 2012

Der relative Bias kann also folgendermaßen geschrieben werden: $rbias = \frac{1}{N} \sum_j (F_j - O_j)$. In Abbildung 59 ist der relative Bias, gemittelt über verschiedene Monate, in Abhängigkeit von der Vorhersagezeit dargestellt (an der Station Bregenz). Es ist ein Anstieg des relativen Bias mit zunehmender Vorhersagezeit erkennbar. Allerdings ist auch in diesem Beispiel der Anstieg nicht eindeutig und unterliegt offensichtlich starken Schwankungen. Ähnliche Ergebnisse zeigen sich auch in anderen Monaten bzw. gleichermaßen auch bei der Station Klagenfurt.

Trotz dieser eher schwierigen Randbedingungen und den nicht klar zu identifizierenden Zusammenhängen ist jedoch eine Abhängigkeit des Prognosefehlers von folgenden Punkten zu erwarten:

- Tageszeit (UTC): Der Einfluss der Tageszeit spiegelt sich in erster Linie in der Variation der Globalstrahlung (Abhängig vom Zenitwinkel) wieder. In den Nachtstunden ist der Bias 0 (Messung und auch korrekterweise Vorhersagen von 0 W/m²).
- Vorhersagezeit (LT): Geringe Vorhersagefehler sind im Nowcastingbereich zu erwarten bzw. ersichtlich, diese werden mit zunehmender Vorhersagezeit tendenziell größer (siehe Abbildung 53).

- Globalstrahlung: Bei hoher Einstrahlung können sich größere Fehler in der Vorhersage ergeben (z.B. durch nicht oder falsch erfasste Bewölkung).
- Wetterlage: Es ist zu vermuten, dass verschiedene Wetterlagen eine spezifische Biascharakteristik aufweisen. Andauernde Inversionslagen z.B. könnten einen charakteristischen Bias hervorrufen, selbiges kann für andere Wetterlagen angenommen werden.

Auf Grund dieser Annahmen wurde eine Methode zur Biaskorrektur entwickelt, welche die genannten Abhängigkeiten mit einbezieht: Es wird ein mitlaufender relativer Bias als Funktion der Tageszeit (UTC) und der Vorhersagezeit (LT) errechnet und für die Korrektur der Globalstrahlungsprognose herangezogen. „Mitlaufend“ bedeutet, dass ein mittlerer Bias für einen bestimmten Zeitraum (4 Wochen) der vor dem Prognosetag liegt errechnet wird. D.h. der Bias wird für jeden Tag neu errechnet und bezieht dadurch gewissermaßen die vorherrschende Wetterlage mit ein. Es wurde auch eine Variation hiervon entwickelt, indem der mittlere Bias der letzten 4 Wochen als gewichtetes Mittel errechnet wird. Mit dieser Methode wird dem Bias vor 4 Wochen ein minimales Gewicht zugeordnet und dem Bias vor einem Tag ein maximales (mit einem dazwischenliegenden linearen Anstieg der Gewichtung).

Der Bias wird als Funktion von der Vorhersagezeit und Tageszeit berechnet und entsprechend dieser Parameter für die Korrektur herangezogen. Dies sollte einen Teil der Variabilität in den Abweichungen korrigieren können. Des Weiteren wird der Bias als relativer Bias, also gewichtet mit der mittleren Einstrahlung, berechnet. Wie schon erwähnt wird damit der Abhängigkeit des Fehlers von der Stärke der Globalstrahlung Rechnung getragen.

Der so berechnete Bias wird also für die Korrektur der Globalstrahlungsprognose eingesetzt. Die folgenden Resultate beziehen auf ausgewählte Zeitperioden des Jahres 2012 und auf die Station Bregenz. Zur Evaluierung der Prognose und der Korrekturen wurden der Bias, der mittlere absolute Fehler (MAE) und

der RMSE herangezogen: $MAE = \frac{1}{N} \sum_j |F_j - O_j|$ und $RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_j (F_j - O_j)^2}$.

Abbildung 60 zeigt den mittleren Bias, MAE und RMSE für die mit INCA vorhergesagten Globalstrahlungswerte für August 2012 an der Station Klagenfurt. Darüber hinaus sind auch die Fehlerindikatoren für die Bias-korrigierten Prognosen dargestellt. In dieser Darstellung werden die mittleren Fehlerindikatoren für den gezeigten Monat in Abhängigkeit der Vorhersagezeit dargestellt.

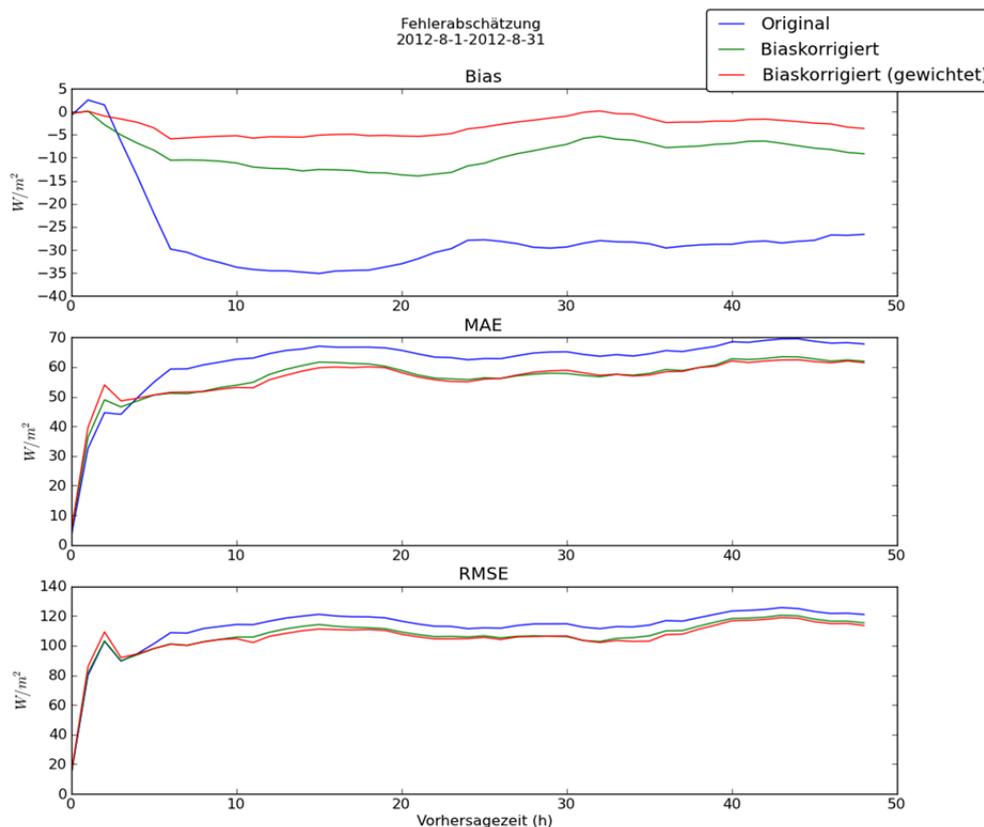


Abbildung 60: Darstellung einiger Fehlerindikatoren (Bias, MAE, RMSE) für die originale INCA Prognose, als auch Bias korrigierte Prognosen. Die gewichtete Biaskorrektur bezieht sich auf eine Gewichtung des mitlaufenden Bias (siehe Text).

Aus dieser Abbildung ist in erster Linie eine deutliche Verbesserung im mittleren Bias erkennbar. Während die Original INCA Prognosen einen kontinuierlichen starken Anstieg des Fehlers im Nowcasting-Bereich (0h-6h) aufweisen, bewirkt die Biaskorrektur einen verminderten Anstieg in selbigem Bereich. Ab einer Vorhersagezeit von 6h, d.h. in dem Bereich in dem nur mehr das Hintergrund-Modell (ALARO) zum Tragen kommt, verzeichnet man einen relativ konstanten Bias. Auch dieser wird durch die Biaskorrektur vermindert.

Im Vergleich dazu fällt die Biaskorrektur in der Darstellung des MAE und RMSE geringer auf. Es kommt zwar zu einer Verbesserung durch die Anwendung der Biaskorrektur, jedoch bleiben die Fehler nach wie vor hoch. Eine Verminderung des Bias kann man durch eine Zentrierung bzw. Verschiebung der Daten erreichen, allerdings können nach wie vor sehr hohe Abweichungen auftreten, welche sich dann zum Teil kompensieren und dadurch in einem geringen Bias resultieren. MAE und RMSE erlauben diese Kompensation nicht (man beachte den Betrag bzw. das Quadrat in deren Definition) und geben daher ein Maß für die absoluten Fehler an. Aus Abbildung 10 kann man demnach eine verbesserte Verteilung der Vorhersagefehler ableiten, jedoch sind die absoluten Fehler zwar etwas verbessert aber dennoch signifikant. Ein ähnliches Bild ergibt sich auch in anderen Zeiträumen und für die Station Bregenz.

Abbildung 61 zeigt die Verteilung des Fehlers in der Prognose für die originalen Prognosen, als auch die Bias korrigierten Globalstrahlungsprognosen. Man sieht hier eine stärkere Zentrierung der Verteilung der korrigierten Prognosen. Allerdings können die auftretenden Fehler nach wie vor große Werte annehmen.

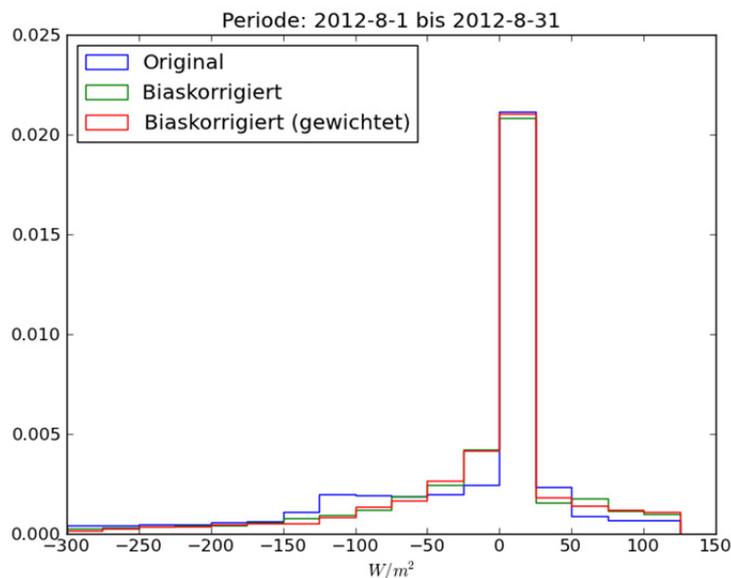


Abbildung 61: Verteilung des Prognosefehlers im Zeitraum August 2012 für die Station Klagenfurt. Dargestellt für INCA Prognosen als auch Bias-korrigierte Prognosen

Dies lässt auch eine erste Schlussfolgerung zu: die Biaskorrektur kann den Prognosefehler im Mittel, über einen längeren Zeitraum betrachtet, reduzieren.

Eine mittlere Verbesserung der Globalstrahlungsprognose lässt auch die Vermutung zu, dass die Globalstrahlungs-Summen über einen bestimmten Zeitraum verbessert sein sollten. Um dies zu testen, wurde die Summe der prognostizierten Globalstrahlung für die Vorhersagezeiträume 0h bis 12h, 12h bis 24h und 24h bis 48h gebildet. Diese Summen wurden mit den entsprechenden Summen aus den Messwerten normiert.

In Abbildung 62 ist für den Monat August 2012 an der Station Klagenfurt die normierte Summe der Globalstrahlungsprognosen dargestellt. Es ist eine Annäherung der korrigierten Werte an die Messungen erkennbar und bestätigt also die Vermutung, dass über längere Zeiträume mit einer mittleren Verbesserung der Globalstrahlungsprognose zu rechnen ist. Aber auch hier kommt es zu Ausreißern bzw. zu einer teilweisen Überkorrektur der Werte.

Für die Leistungsprognose von Photovoltaik (PV) Anlagen ergibt sich daraus, dass, über einen längeren Zeitraum betrachtet, eine Verbesserung auftreten wird. Prognosen für einzelne Tage können durch eine einfache Biaskorrektur der Globalstrahlung nicht garantiert werden. Beim Betrachten längerer Zeiträume und eventuell der Tagessummen aus PV Anlagen sollten Verbesserungen in der Leistungsprognose auftreten.

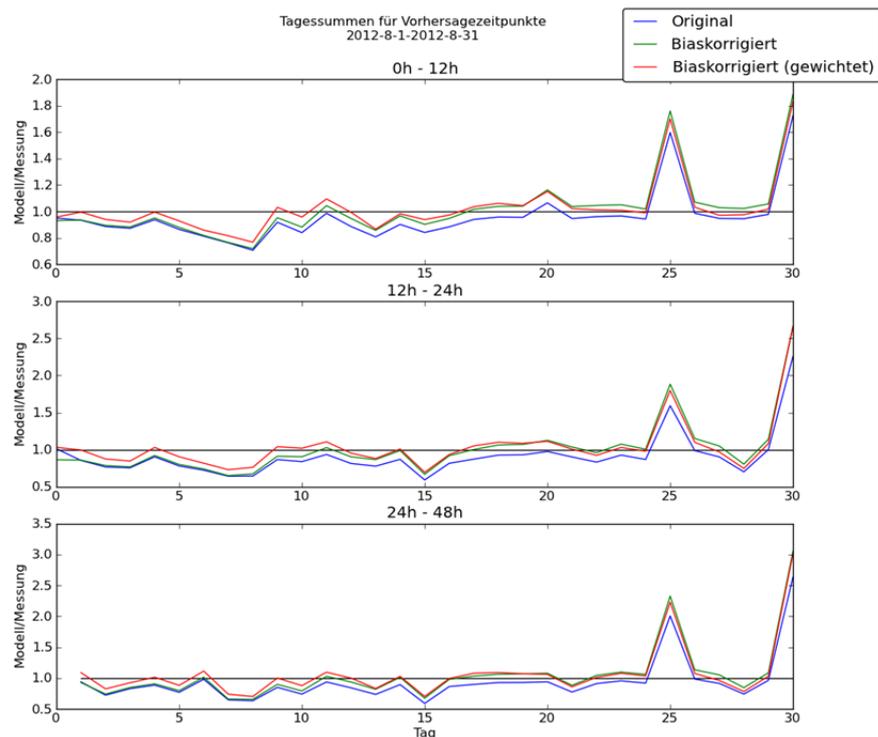


Abbildung 62: Darstellung der Globalstrahlungssummen (normiert mit den Summen der Messungen) für verschiedene Vorhersagefristen: 0h bis 12h, 12h bis 24h und 24h bis 48h. Die Summen sind für den August 2012 berechnet worden. Eine Annäherung der korrigierten Werte an die Messungen, also den Wert 1 ist festzustellen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen:

- Der Fehler in der INCA Globalstrahlungsprognose ist nicht signifikant systematisch, daher ergeben sich auch nur bedingt Möglichkeiten für eine statistische Biaskorrektur. Grund dafür ist der hochgradig unsystematische Fehleranteil bei der Bewölkungsprognose.
- Die entwickelte statistische Biaskorrektur vermindert zwar den mittleren Fehler in der Globalstrahlungsprognose, kann aber den absoluten Fehler nicht signifikant reduzieren.
- Im Mittel, also über längere Zeiträume (~Monat), ergeben sich verbesserte Prognosen mittels der vorgeschlagenen Biaskorrektur.
- Eine Biaskorrektur mit einem gewichteten laufenden relativen Bias als Funktion von Vorhersagezeit und Tageszeit hat sich als beste Methode zur Korrektur der Prognosen herausgestellt.
- Die Prognose von Tagessummen der Globalstrahlung wird durch die vorgeschlagene Methode verbessert.
- Für eine substantielle Verbesserung der Bewölkungs- und somit auch Globalstrahlungsprognose ist der Einsatz dynamischer, hochauflösender numerischer Wettermodelle notwendig (z.B. AROME).

Arbeiten zur Optimierung der Windprognose

Das an der ZAMG seit 2009 kontinuierlich weiterentwickelte statistische System ‚META-Prognose‘ liefert optimierte Punktprognosen für den operativen Betrieb an der ZAMG. Das System basiert auf Punktprognosen von unterschiedlichen numerischen Modellen und kombiniert diese in einer statistisch optimierten

Form zu einer *META-Prognose*. Dabei wird die Qualität der Punktprognosen von mehreren Modellen oder auch Modellläufen in der Vergangenheit berechnet und dann eine gewichtete Kombination der Prognosen bestimmt. Durch die statistische Optimierung wird dabei neben dem mittleren Fehler auch insbesondere die Anzahl der „Fehlprognosen“ (d.h. mit sehr großen Fehlern) verringert, wie sie sonst bei automatischen Prognosen öfters auftreten können.

Im Rahmen des Projektes aDSM wurde die Güte von Windgeschwindigkeitsvorhersagen der META-Prognose für Standorte in Österreich mit Windparks, verglichen mit einer statistisch-korrigierten (mittels linearer Regression) ALARO-Prognose über einen Zeitraum von 12 Monaten (2012) quantifiziert. Es wurden folgende Stationen zur Validierung herangezogen (als Referenz dienten die 10-m Wind Messungen an den TAWES Stationen): Zwerndorf, Allentsteig, Wolfsegg, St. Pölten, Wien-Unterlaa, Leiser Berge, Neusiedl, Andau.

Grundsätzlich zeigt sich im Mittel über alle 8 Stationen, dass der Fehler der META Prognose sichtbar geringer als die statistisch-korrigierte ALARO Prognose ist (Abbildung 63). Zwar ist der mittlere Bias bei beiden Prognosesystemen äußerst gering, insbesondere der MAE und RMSE sind aber deutlich reduziert. Bei Betrachtung einzelner Stationen zeigt sich allerdings unterschiedliches Verhalten. Im Falle der Leiser Berge, welche sich durch komplexere Topographie auszeichnen, vermag die META-Prognose eine signifikante Erhöhung der Güte zu erzielen, insbesondere kann dadurch der Bias minimiert werden (ALARO-Bias liegt zwischen -1.5 und -2 m/s) (Abbildung 64). Eine höhere Vorhersagequalität kann im Fall von Andau erreicht werden (Abbildung 65), allerdings sind hier die mittleren Windgeschwindigkeiten generell geringer. Für Neusiedl am See ist der Bias zwar durch die META-Prognose reduziert (bzw. inverses Vorzeichen), allerdings sind MAE und RMSE nahezu ident (Abbildung 66). Dies liegt daran, dass hier die Vorhersagbarkeit des ALARO-Modells bereits eine hohe Qualität erreicht hat, die durch Multi-Model Ansatz der META-Prognose kaum mehr zusätzlich verbessert werden kann.

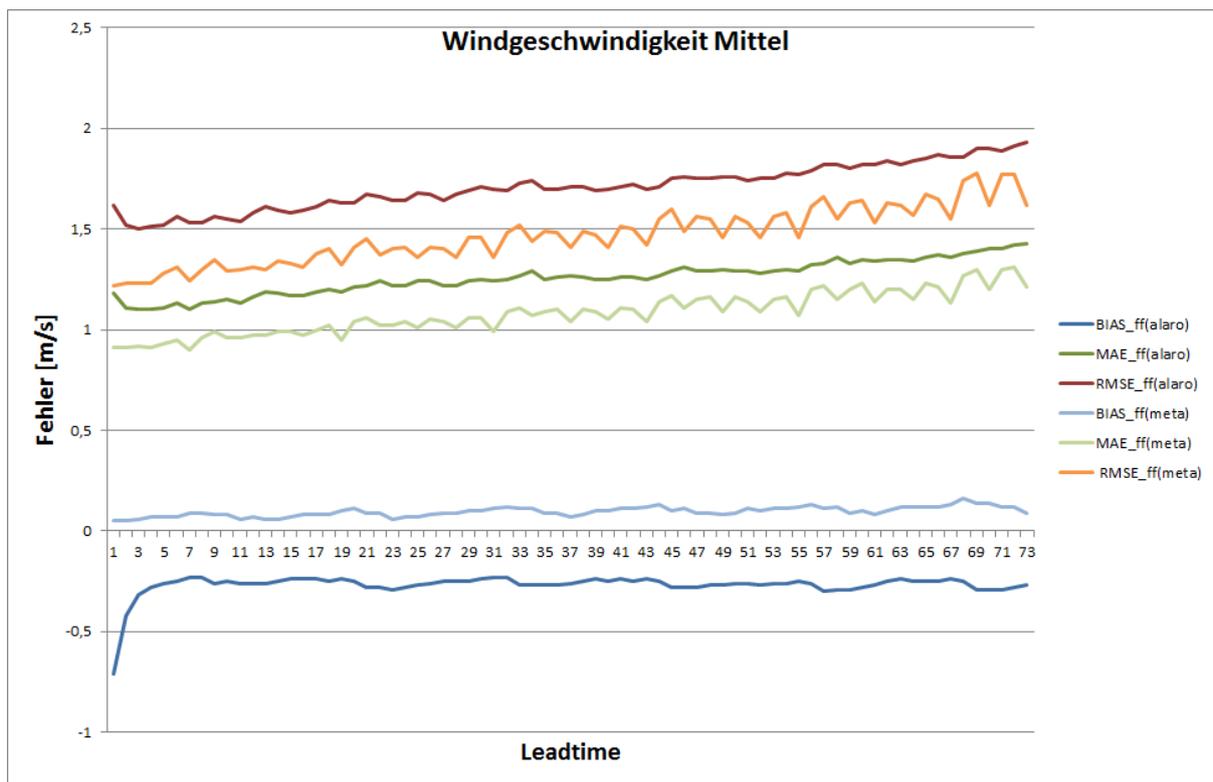


Abbildung 63: Bias, MAE und RMSE der Windgeschwindigkeit als Funktion der Vorhersagefrist, Mittel über alle Stationen

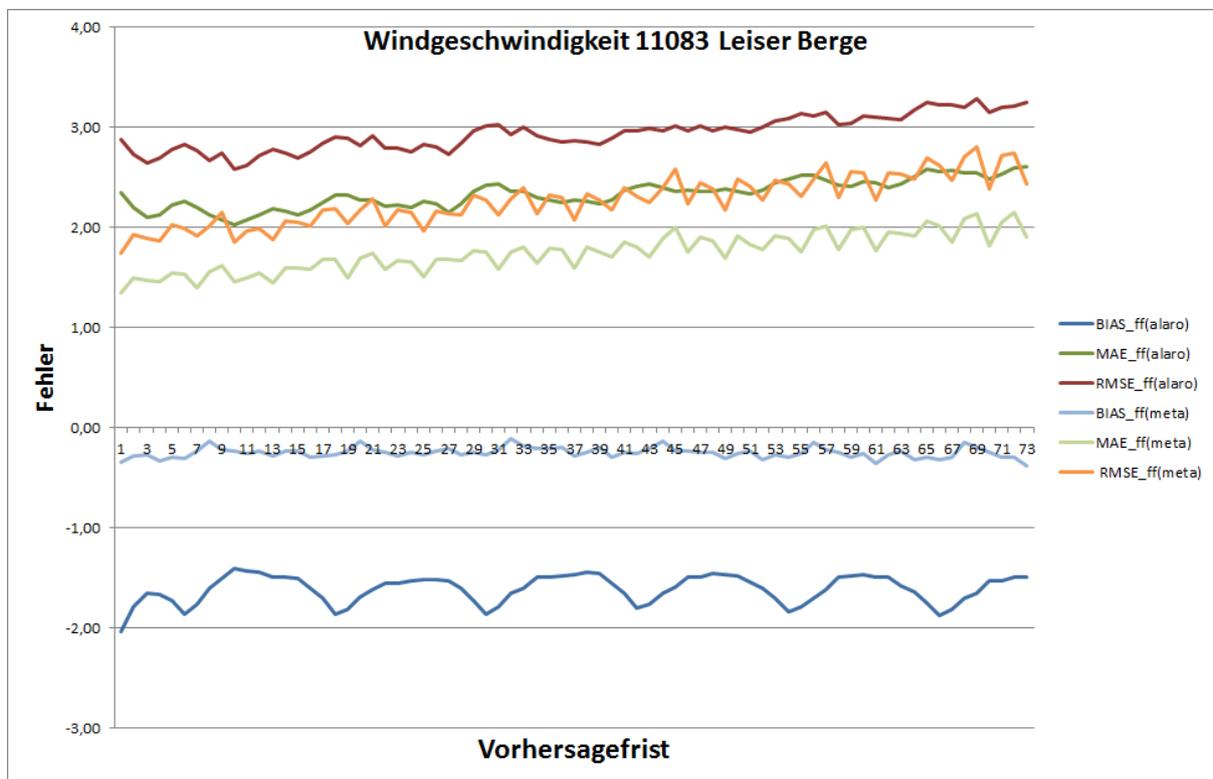


Abbildung 64: Bias, MAE und RMSE der Windgeschwindigkeit als Funktion der Vorhersagefrist, Station Leiser Berge

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

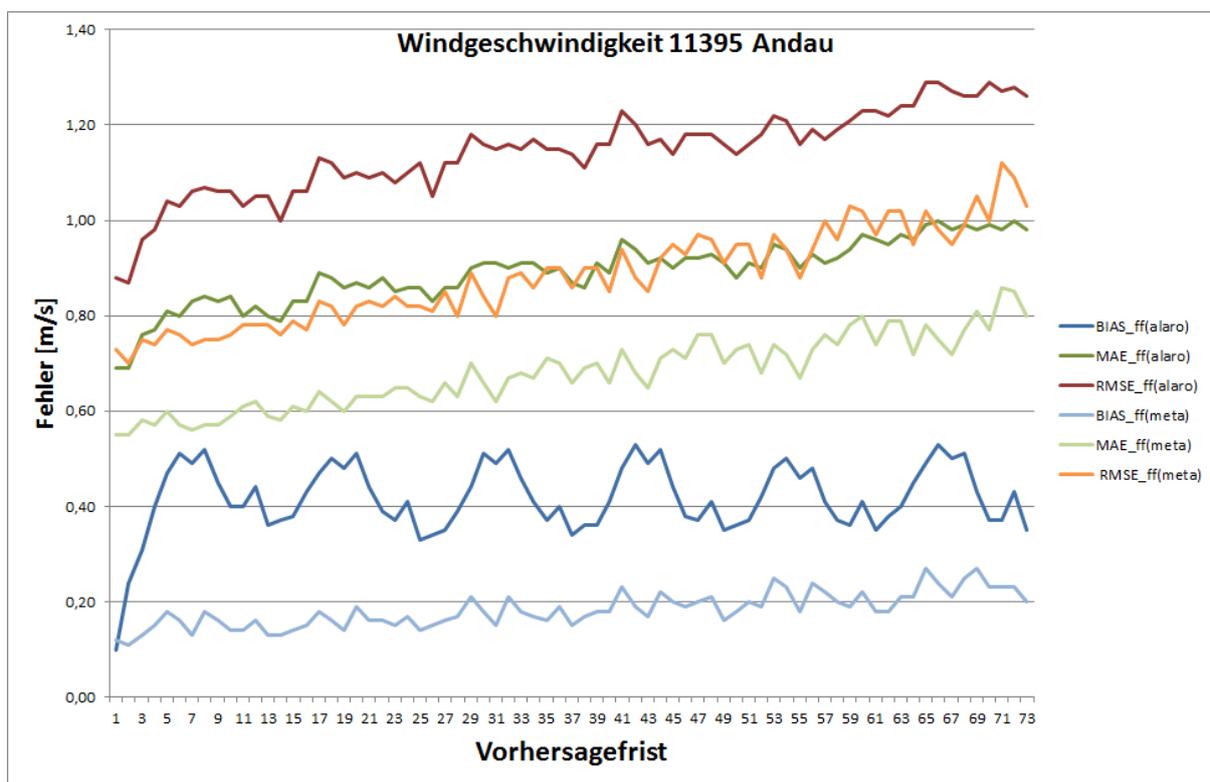


Abbildung 65: Bias, MAE und RMSE der Windgeschwindigkeit als Funktion der Vorhersagefrist, Station Andau

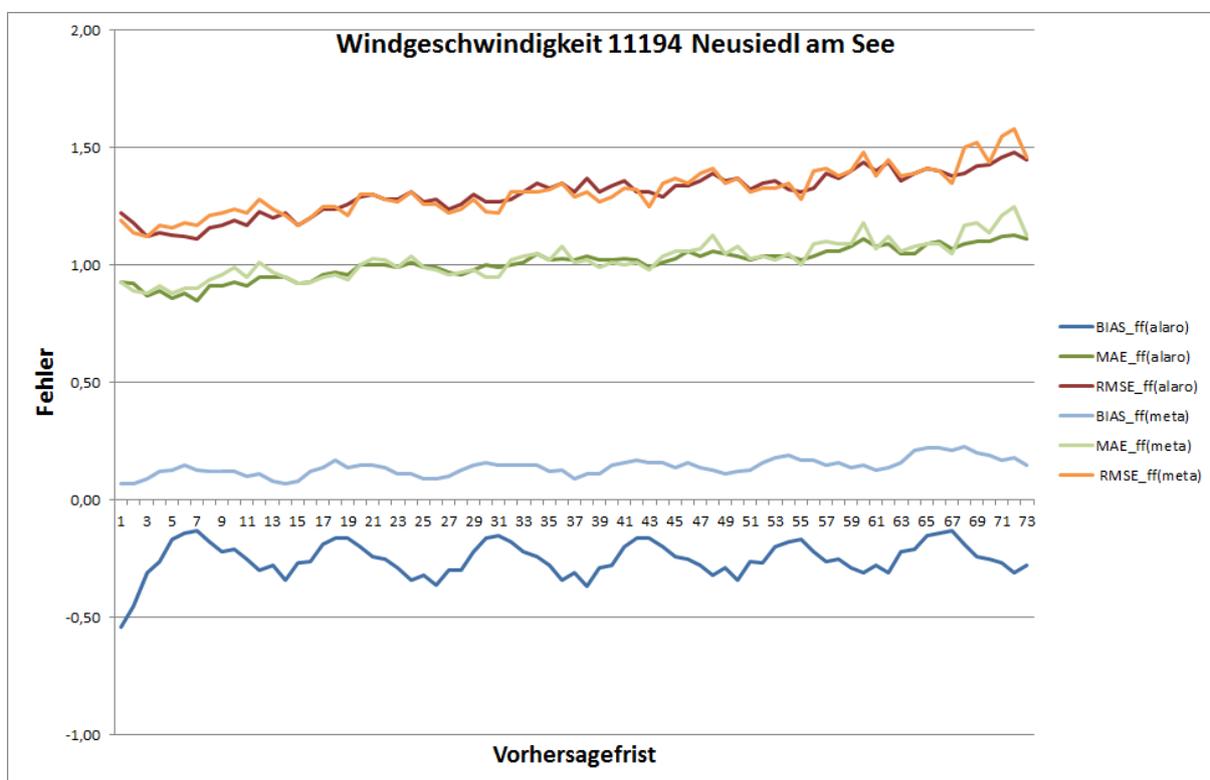


Abbildung 66: Bias, MAE und RMSE der Windgeschwindigkeit als Funktion der Vorhersagefrist, Station Neusiedl/See

Fazit:

- Durch eine statistische Optimierung, welche eine Vielzahl an numerischen Vorhersagemodellen sowie deren charakteristische Eigenschaften berücksichtigt, kann die Güte im Mittel signifikant verbessert werden.
- Analog zur statistischen Korrektur der Globalstrahlung gilt: Jedwede statistische Methode kann im Einzelfall auch eine Verschlechterung der Prognose verursachen und reduziert die Extremereignisse.
- Durch statistische Methoden wird kein neues meteorologisches Wissen eingebracht, sondern es werden lediglich systematische Fehler korrigiert. Dynamische Effekte, die nicht im zugrundeliegenden Vorhersagemodell simuliert werden können, werden auch von der statistischen Korrektur nicht erfasst.

Die META-Prognose bietet noch eine Reihe von Weiterentwicklungsmöglichkeiten, deren Potenzial zur weiteren Verbesserung bereits in Vorstudien gezeigt werden konnten (z.B. wetterlagenabhängige META-Prognose, Kombination von META-Prognose und INCA zur flächigen Prognose). Diese Entwicklungen gehen jedoch über den Rahmen von aDSM hinaus.

2.7 Modellierung dezentraler Erzeugungsanlagen

Für die Umsetzung der vorausschauenden Lastanpassung wird eine Einspeiseprognose benötigt. Abschnitt 2.6 liefert hierzu eine optimierte Globalstrahlungsvorhersage. In dem hier beschriebenen Abschnitt liegt die Zielsetzung in der Prognostizierung der elektrischen Einspeisung basierend auf den meteorologischen Prognosen.

Die Erstellung der Einspeiseprognose wird in folgende Teilschritte gegliedert:

- Verteilung der Erzeugungsanlagen im Modellnetz festgesetzt
- Modell der Photovoltaik-Einspeisung erstellt
- Gesamtprognosefehler für lokale und globale Vorhersage ermittelt

Diese drei Punkte werden in weiterer Folge beschrieben. Abschließend wird auf das Zusatzziel der Windleistungsprognose eingegangen.

2.7.1 Verteilung der Einspeisung im Modellnetz

In Abschnitt 2.1 wurden die österreichischen Gebäude- und Wohnverhältnisse auf eine synthetische Siedlung mit 300 Einwohnern heruntergebrochen. Für diese Siedlung wurde eine räumliche Verteilung der Gebäude erstellt. Basierend auf praktischen Erfahrungswerten wurde für diese Siedlung, welche sowohl aus städtischen als auch ländlichen Bereichen besteht, ein elektrisches Netz hinterlegt.

In diesem Arbeitsschritt sollen nun die regenerativen Erzeuger innerhalb dieser fiktiven Siedlung festgelegt werden. Hier wird ebenso der Ansatz verfolgt, dass die österreichischen Potenziale auf die Modellsiedlung mit 300 Einwohnern heruntergebrochen werden. Wie einleitend beschrieben, stellen im Projekt aDSM die dargebotsabhängigen Einspeiser im Niederspannungsnetz den Betrachtungsgegenstand dar. Da Windkraftanlagen typischerweise im Mittel- und Hochspannungsnetz angeschlossen werden, werden

diese nicht innerhalb der Modellsiedlung modelliert. Es werden daher ausschließlich Photovoltaikanlagen behandelt.

Die Bestimmung der installierbaren Photovoltaikleistung innerhalb der Siedlung wird zunächst mit einem Top-Down Ansatz bestimmt, indem die österreichweiten Potenziale umgelegt werden. In einem zweiten Schritt werden diese Werte mit Hilfe eines Bottom-Up Ansatzes kontrolliert. Hierzu werden Richtwerte der installierbaren Photovoltaikleistung je Gebäude herangezogen.

Im Rahmen des Projekts Super-4-Micro-Grid wurden die Potenziale der Photovoltaik-Erzeugung in Österreich erhoben [47]. Aufgrund der Dachflächen und der nutzbaren Freiflächen ergibt sich eine installierbare Leistung von knapp 33 GW in Österreich. Davon entfallen 21 GW auf gebäudeintegrierte Anlagen. Umgelegt auf die 300 Einwohner der Modellsiedlung ergeben sich die in Tabelle 39 dargestellten installierbaren Leistungen.

Tabelle 39: Photovoltaik Potenziale in Österreich

Installierte Photovoltaik Leistung	Österreich	aDSM – Siedlung
Gebäude	21,4 GW	813 kW
Freifläche	11,2 GW	426 kW
Summe	32,6 GW	1239 kW

Im Folgenden sollen die in Tabelle 39 dargestellten Werte mit einem Bottom-Up Ansatz verifiziert werden. Ausgangspunkt hierfür ist die Gebäudezusammenstellung entsprechend Kapitel 2.1, welche die Anzahl je Gebäudetyp in Österreich widerspiegelt. In Tabelle 40 ist in der obersten Zeile die Gebäudeverteilung der Siedlung dargestellt. Hier ist noch die Unterscheidung zwischen großen landwirtschaftlichen Betrieben und kleinen landwirtschaftlichen Betrieben im angenommenen Verhältnis dargestellt. Für die räumliche Positionierung im elektrischen Netz wurde zusätzlich die Unterscheidung zwischen städtischem und ländlichem Gebiet getroffen. Aus der Erhebung [48] geht hervor, dass rund 45% der österreichischen Bevölkerung in Städten wohnen. Dieser Anteil wurde auf die 300 Einwohner der Modellsiedlung umgelegt. Unter der Annahme, dass landwirtschaftliche Gebäude ausschließlich im ländlichen Gebiet und Hochhäuser ausschließlich im städtischen Gebiet zu finden sind, ergibt sich die in Tabelle 40 dargestellte Verteilung der Gebäude.

Tabelle 40: Anzahl an Gebäude je Typ sowie die installierbaren Photovoltaikleistungen

	Landw.	Landw.	Ein- und Zweifamilienhäuser	Wohnhäuser		Summe
	Betrieb groß	Betrieb klein		3-10 HH	11+ HH	
Gebäude	2	6	45	5	2	60
Gebäude - Stadt	0	0	5	4	2	11
Gebäude - Land	2	6	40	1	0	49
PV Installation pro Geb.	43 kW	12 kW	12 kW	17 kW	28 kW	
PV Installation Summe	87 kW	69 kW	519 kW	83 kW	55 kW	813 kW

In der Arbeit [49] wird die mittlere nutzbare Dachfläche je Gebäude mit 83 m² für Wohngebäude und 315 m² für landwirtschaftliche Gebäude angegeben. In der Arbeit [50] wurde die mittlere Dachfläche für Wohnhäuser erhoben. Diese beträgt für Gebäude der Größe „3 bis 10 Haushalte“ rund 120 m². Für

Wohnhäuser mit 11 oder mehr Haushalten wird von 200 m² nutzbarer Dachfläche im Durchschnitt ausgegangen.

Mit der gegebenen Anzahl an Gebäuden sowie den erhobenen Dachfläche wurde der mittlere Anlagenwirkungsgrad mit 13,8 % angenommen, sodass das Top-Down als auch das Bottom-Up Ergebnis mit 813 kW installierter Leistung exakt gleich sind. Entsprechend typischer Werte für Photovoltaikwirkungsgrade (siehe [51]) spiegelt der berechnete Wert von 13,8% einen realistischen mittleren Anlagenwirkungsgrad wider. Dementsprechend stimmen die beiden Ansätze zur Bestimmung der installierbaren Photovoltaikleistung an Gebäuden überein.

Die „aDSM-Modellsiedlung“ bildet ausschließlich die österreichischen Haushalte ab, welche im Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Großverbraucher welche in höheren Netzebenen angeschlossen werden, sind hier nicht berücksichtigt. Daher müsste für Freifeldanlagen ebenfalls zwischen den unterschiedlichen Netzebenen unterschieden werden. Für die zuvor beschriebenen Photovoltaik Potenziale auf der Freifläche liegt keine Unterscheidung bezüglich des Verknüpfungspunktes vor. Es ist anzunehmen, dass diese Anlagen eher in der Mittelspannungsebene vorzufinden sind. In weiterer Folge wird daher im Referenzszenario von einer vollen Ausschöpfung des gebäudeintegrierten Potenzials ohne Berücksichtigung des Freiflächenpotenzials ausgegangen. Die untenstehende Auflistung zeigt die beiden weiteren Szenarien:

- 50% des gebäudeintegrierten Photovoltaik – Potenzials
- 100% des gebäudeintegrierten Photovoltaik – Potenzials (Referenz)
- 100% des gebäudeintegrierten Photovoltaik – Potenzials plus Freiflächenpotenzial

Beim ersten Szenario wird für jedes Gebäude die Hälfte der verfügbaren Dachfläche als Ausbaugrad angenommen, um so die Auswirkungen der Photovoltaikdurchdringung beurteilen zu können. Im dritten Szenario wird das Freiflächenpotenzial als eine zusätzliche Anlage modelliert, welche direkt am Ortsnetztransformator angeschlossen ist. Die installierte Leistung von 426 kWp entspricht in etwa einer Grundfläche von 100 x 100 m² bei typischen Leistungsdichten. [47]

Tabelle 41: Vergleich der Photovoltaik- Ausbauszenarien mit Netzkenndaten

Leistungen	aDSM – Siedlung
Installierte Photovoltaikleistung - Sz. 50% BIPV	406 kW 
Installierte Photovoltaikleistung - Sz. 100% BIPV	813 kW 
Installierte Photovoltaikleistung - Sz. 100% BIPV & Freifläche	1239 kW 
Verbrauch - mittlere Leistung	65 kW 
Transformator - Nennleistung	630 kVA 

Tabelle 41 zeigt den Vergleich der drei Photovoltaik- Ausbauszenarien. Die Leistungen sind sowohl als Zahlenwert, als auch als Balken grafisch dargestellt. Neben den installierten Leistungen der drei Szenarien sind der mittlere Verbrauch der Siedlung sowie die Nennleistung des Ortsnetztransformators zum Vergleich dargestellt. Aufgrund der Ausdehnung einer Siedlung kann nicht von einer Verringerung der Einspeiseleistung durch Ausgleichseffekte ausgegangen werden. Daher ist mit Einspeisespitzen in der

Höhe der installierten Leistung zu rechnen. Demgegenüber ist der mittlere Verbrauch der Siedlung um Größenordnungen geringer. Mit den hier angenommenen Einspeiseleistungen werden somit deutliche Überschüsse und Rückspeisungen in Richtung Mittelspannungsnetz entstehen. Bei der vollen Ausschöpfung der Photovoltaikpotenziale müssen somit Maßnahmen getroffen werden, sodass die Nennleistung des Ortsnetztransformators nicht überschritten wird.

2.7.2 Modell der PV-Einspeisung

2.7.2.1 Datengrundlage

Innerhalb des Projekts wurde der Standort Bregenz mit einer Anlage (installierte EPL 62,1 kW) sowie der Standort Klagenfurt ausgewählt. Klagenfurt wurde aufgrund der großen Anzahl von Anlagen, welche lastprofilzählend in der Ökobilanzgruppe einspeisen sowie der Möglichkeit der Clusterung aller Anlagen in diesem Gebiet gewählt (siehe Abbildung 67).

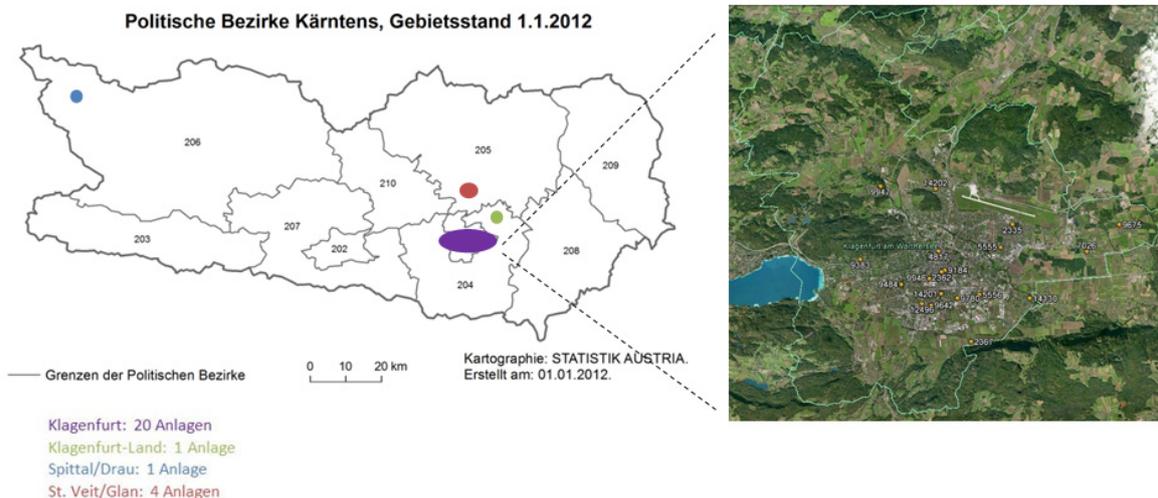


Abbildung 67: Klagenfurt Anlagenverteilung

Die meteorologischen Daten für die Modellierung werden von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (kurz ZAMG) die Erzeugungsdaten der Anlage in Bregenz werden von der Vorarlberger Elektroautomobil Planungs- und Beratungs GmbH (kurz VLOTTE) zur Verfügung gestellt. Die Erzeugungsdaten von Klagenfurt fließen ausschließlich in normierter und anonymisierter Form in die Berechnungen ein.

Im Zuge des Projekts werden meteorologische Daten (Mess- und Prognosedaten) von der ZAMG verwendet. Für die Leistungsprognose aus photovoltaischen Anlagen einigte man sich auf folgende Größen: Globalstrahlung, Temperatur, Windgeschwindigkeit und Niederschlag. Hierbei sei erwähnt, dass die Größen Windgeschwindigkeit und Niederschlag nur als gemessene IST-Werte vorliegen und als Zusatzparameter bei der Prognose untersucht werden sollen.

Folgende meteorologischen Daten werden für folgende Prognosehorizonte geliefert:

NowCasting (0 bis 6 Stunden)

Dieser Bereich stellt den Kurzfristbereich in der Prognose dar und bildet eine zeitlich und räumlich hochauflösende Vorhersage für die unmittelbar folgenden Stunden. Von der ZAMG wird dieser auch als INCA – Wert (Integrated Nowcasting through Comprehensive Analysis) bezeichnet, er berücksichtigt regionale, kleinräumige topografische Effekte. Für einen Raster von 1 km liefert INCA für ganz Österreich stündlich Prognosen für die meteorologischen Größen Globalstrahlung und Temperatur etc.

Intraday (0 bis 24 Stunden) und DayAhead (24 bis 48 Stunden)

Sowohl Intraday als auch DayAhead Prognosen werden über das ALADIN-Modell (Aire Li-mitee Adaptation dynamique Developement International) abgebildet. ALADIN liefert eine Prognose für die Wettervorhersage im zentraleuropäischen Raum für die nächsten 72 Stunden unter Berücksichtigung regionaler Effekte. Das Modell hat eine horizontale Auflösung von 9,6 km und der Modelloutput steht in stündlicher Auflösung zur Verfügung.

IST - Werte

Ist – Werte stellen tatsächliche Messwerte aus vergangenen Zeiträumen dar, welche an einer bestimmten Messstation in Österreich gemessen wurden. Für die Modellierung wurden die Messwerte der TAWES Station in Bregenz und Klagenfurt verwendet. TAWES steht für „Teilautomatisches Wettererfassungssystem“ der ZAMG.

Für das Beispiel der Photovoltaikprognose in Österreich werden alle 3 Prognosehorizonte analysiert und nach Interpretation erster Ergebnisse eventuell redundante Zeiträume gestrichen. Für den Bereich des NowCastings, welcher für jede Stunde (im Bereich 0 bis 6) Zeitreihen liefert, sollen zwei sich deutlich unterscheidende Zeitreihen gefunden und mit diesen die Modellierung für den NowCasting-Bereich angestellt werden.

Von der Zentralanstalt für Meteorologie wurden folgende Daten bereitgestellt:

- Globalstrahlung und Temperatur
 - IST-Werte: gemessen an der TAWES Station in Bregenz und Klagenfurt
 - Nowcasting-Werte: kurzfristige Prognose für den Zeitraum von 0 bis 6 Stunden (INCA Modell der ZAMG)
 - Intraday: Zeitraum bis 24 Stunden (Aladin – Modell)
 - DayAhead: Zeitraum bis 48 Stunden (Aladin – Modell)
- Niederschlag und Windgeschwindigkeit
 - IST-Werte

Diese Daten standen vom 01.01.2010 bis 29.03.2012 zur Verfügung.

2.7.3 Datenanalyse

2.7.3.1 Plausibilitätsprüfung und Konvertierung

Nach dem Erhalt der Daten wurden diese auf Vollständigkeit geprüft, Fehlwerte markiert, sowie Messfehler (erkennbar an sehr hohen negativen Werten bei den TAWES-Werten) durch Fehlwerte ersetzt. Des Weiteren wurde der Zeitstempel aller Zeitreihen kontrolliert und gegebenenfalls von UTC Zeit in

lokale Zeit umgerechnet. Hierbei muss bei der UTC Zeit eine Stunde für die Wintermonate und zwei Stunden für Sommermonate hinzugefügt werden. Da sich die Zeitwechsel in den Nachtstunden befinden, wurden die Erzeugungswerte für die betreffenden Stunden mit 0-Werten gefüllt. Bei den Erzeugungswerten der Anlage in Bregenz wurden minimale Erzeugungswerte wie 0,2 kW in den Nachtstunden auf 0 gesetzt, da in diesem Fall davon ausgegangen werden konnte, dass es sich hierbei um Messfehler handelt.

2.7.3.2 Korrelation Prognosehorizonte

Um einen ersten Überblick über die Prognosegüte der einzelnen Prognosehorizonte zu bekommen wurden Korrelationstests angestellt.

Korrelation Prognosewerte mit gemessenen IST-Werten

In einer ersten Überprüfung wurde die Korrelation der Globalstrahlung und der Temperatur mit den tatsächlich gemessenen IST - Werten verglichen. Dabei wurde das Raster in Abständen von einer Stunde gewählt und „exakte Werte“ verwendet. Das Auslesen aus der Datenbank mit der Option „exakte Werte“ bedeutet, dass der jeweilige Stundenwert genommen wird und kein Mittelwert mit etwaigen Zwischenmesswerten gerechnet wird. Man sieht sehr schön, dass der Nowcasting Wert zur Stunde 0 dem gemessenen IST-Wert entspricht, ab dem Nowcasting Wert zur Stunde 1 ist ein deutlicher Abfall der Korrelation zu bemerken. Da sich die Korrelation der Nowcastingwerte mit gemessenen IST-Strahlungswerten zwischen den Stunden 2 und 5 in einem sehr engen prozentuellen Bereich (zwischen 92,4% und 93,1% in Bregenz bzw. zwischen 93,1% bis 93,2% in Klagenfurt) befinden, wurden diese zur Modellierung nicht herangezogen. Es wurde nur mehr mit folgenden Zeithorizonten modelliert: IST-Wert, NC_01, NC_06, Intraday und DayAhead (siehe Abbildung 68 und Abbildung 69).

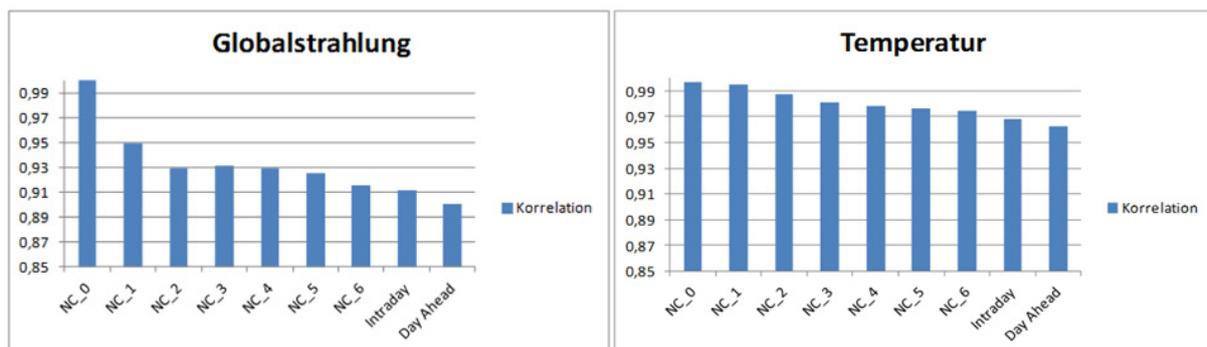


Abbildung 68: Korrelation Prognosen zu IST-Werten (Globalstrahlung, Temperatur) in Bregenz

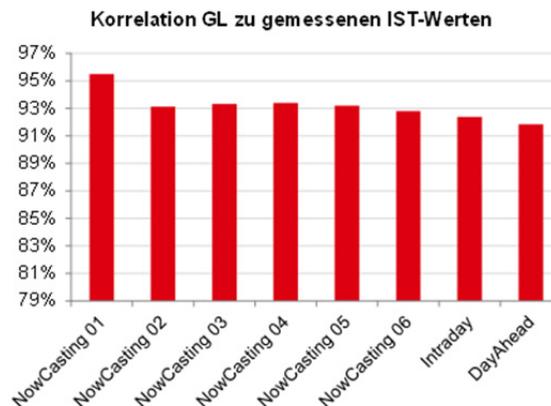


Abbildung 69: Korrelation Prognose zu IST-Werten (Globalstrahlung) in Klagenfurt

Korrelation IST- Werte mit Erzeugung

Um einen Einblick zu bekommen mit welchen Parametern die Erzeugungsdaten der Photovoltaikanlagen am besten korrelieren, wurde mit Hilfe des Programms VISPLORE (von *vrvis zentrum für virtual reality und visualisierungs forschungs-gmbh* [52]) grafisch untersucht, welche meteorologischen Daten am besten mit der tatsächlich gemessenen Erzeugung korrelieren. Dabei stellte sich eindeutig die Globalstrahlung als bester Korrelationspartner heraus, Temperatur zeigte keine Korrelation mit der Erzeugung, wurde allerdings aufgrund von physikalisch wichtiger Bedeutung in den Modellen berücksichtigt. Windgeschwindigkeit und Niederschlag wurden nur als Zusatzparameter in die Modellierung mit einbezogen, da diese auch nur als Messwerte zur Verfügung standen.

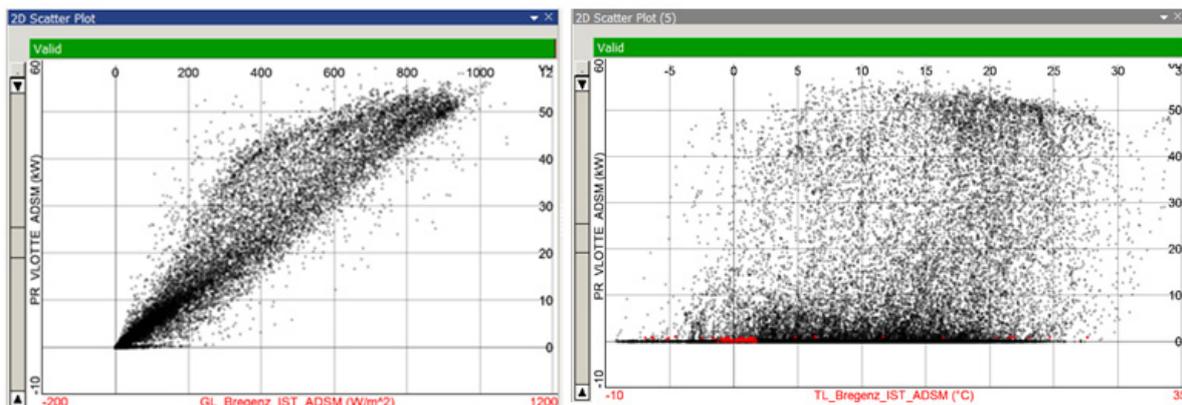


Abbildung 70: Erzeugung über Globalstrahlung (linkes Bild) und Temperatur (rechtes Bild) - Bregenz

In der Abbildung 70 sind die beiden Messwerte von Temperatur und Globalstrahlung in einem Scatterplot (xy-Diagramm) in Relation zur gemessenen Erzeugung aufgetragen. Dabei sind die meteorologischen Größen auf der x-Achse zu finden und die Erzeugungswerte der Anlage auf der y-Achse. Dieses Programm kann für grafische Analysen, wie zum Beispiel Erzeugungsausfälle an Tagen mit Schneebedeckung verwendet werden. Hierfür stehen bestimmte Selektionsmechanismen zur Verfügung, welche ein schnelles und einfaches Analysieren erlauben.

Für Klagenfurt ergab sich folgende Verteilung bei der Korrelation zwischen Globalstrahlung und Erzeugung (siehe Abbildung 71). Auch hier auffallend sind der deutliche Abfall bei steigendem Prognosehorizont, sowie sehr ähnliche Ergebnisse in den Nowcastingbereichen. Aus diesem Grund wurden die Bereiche Nowcasting 02 – 05 nicht weiter verfolgt und nur mit Nowcasting 01 und 06 modelliert.

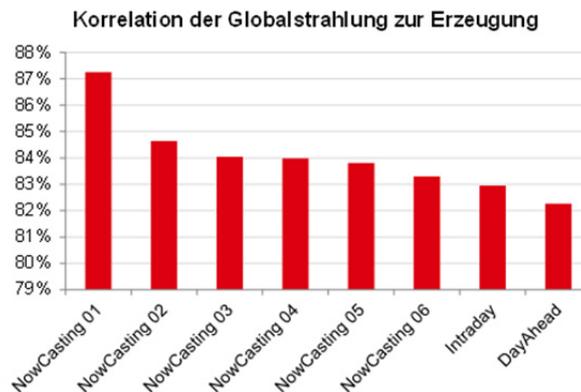


Abbildung 71: Korrelation der Globalstrahlung zur Erzeugung in Klagenfurt

2.7.4 Modellanalyse

2.7.4.1 Vergleichsparameter

Um die Ergebnisse unterschiedlicher Modelle und Modellvarianten sinnvoll vergleichen zu können, werden verschiedene statistische Vergleichsparameter verwendet.

Korrelationskoeffizient

Dieser gibt die Stärke des statistischen Zusammenhangs zweier Größen an. In dieser Arbeit wurde der Korrelationskoeffizient mithilfe einer des von Microsoft Office Tabellenkalkulationsprogrammes Excel zur Verfügung gestellten KORREL() – Funktion berechnet. Diese Funktion berechnet den Korrelationskoeffizienten durch Vergleich zweier Matrizen, wobei eine die tatsächliche Erzeugung und die andere die prognostizierten Werte des jeweiligen Prognosehorizonts enthält.

Formelmäßig ist der Korrelationskoeffizient wie folgt definiert:

$$\rho(X, Y) = \frac{COV(X, Y)}{\sigma(X) * \sigma(Y)}$$

wobei COV(X,Y) die Kovarianz der beiden statistischen Größen und σ die Standardabweichung angibt.

nRMSE

Die Abkürzung nRMSE kommt aus dem Englischen, steht für „normalized Root Mean Square Error“ und berechnet sich aus der Wurzel des Mittelwerts aller Quadrate zwischen prognostiziertem und gemessenem Wert bezogen auf die installierte Engpassleistung. Formelmäßig ist er wie folgt definiert:

$$nRMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{(P_{sim,i} - P_{mes,i})^2}{P_{inst,i}^2}}$$

nMAE

Diese Abkürzung steht für „normalized Mean Absolute Error“. Er gibt die absolute Abweichung der simulierten Größe zum tatsächlich gemessenen Wert an und wird für die Normierung durch die absolute installierte Leistung dividiert. Berechnet wird der Wert nach folgender Formel:

$$nMAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|(P_{sim,i} - P_{mes s,i})|}{|P_{inst,i}|}$$

2.7.4.2 Berücksichtigung der Nachtstunden

Da es sich bei Erzeugung aus Sonnenenergie um eine tageszeitlich abhängige Erzeugung mit Spitzenwerten um die Mittagszeit handelt, stellt sich die Frage ob bei dem Vergleich von Prognosen mit der tatsächlichen Erzeugung Nachtstunden mitberücksichtigt werden sollen oder nicht.

Soll eine Betrachtung ohne Nachtstunden erfolgen, stellt sich die Frage nach welchem Prinzip diese ausgeschlossen werden sollen. Dabei ergeben sich folgende Möglichkeiten:

- Ein fixes Zeitfenster wird festgelegt – es werden beispielsweise nur Ergebnisse zwischen 8:00 und 17:00 Uhr im Winter betrachtet und zwischen 06:00 und 21:00 Uhr im Sommer. Dabei stellt sich die Frage, was passiert mit den Übergangsmontaten in denen keine klare Zuordenbarkeit entsteht? – Es müssten mehrere Zeitfenster definiert werden.
- Nullfilter – Mithilfe des Ausschlussprinzips werden Vergleichsrechnungen nur dann angestellt, wenn die tatsächlich gemessene Erzeugung ungleich Null ist und ein Prognosewert für den betrachteten Zeitraum vorhanden ist

Da es für einen längeren Zeitraum aufgrund von unterschiedlichsten Tageslängen schwierig ist ein fixes Zeitfenster zu definieren wurde für die Vergleiche innerhalb dieser Arbeit das Nullfilter für die Betrachtung ohne Nachtstunden herangezogen.

2.7.5 Modellierung

2.7.5.1 MARS – Regressionsmodell

Zur Modellierung wurde ein multivariates Regressionsmodell MARS, welches in der APG auch im operativen Alltag eingesetzt wird, verwendet. Die Abkürzung MARS steht für „Multivariate adaptive regression splines“, welche als Grundidee die Beschreibung der Variabilität einer abhängigen Größe (Erzeugung) durch mehrere Einflussgrößen (Globalstrahlung, Temperatur, Bewölkung, Windgeschwindigkeit etc.) besitzt.

Allgemeine Beschreibung MARS

MARS ist eine Regressionsanalyse und kann als erweiterte Form der linearen Regression betrachtet werden. Wird bei einem linearen Regressionsmodell versucht durch eine einzige lineare Gerade die Abhängigkeit einer Größe von einer anderen durch Annäherung an eine Punktwolke von Größen zu finden, so soll mithilfe von MARS eine verbesserte Annäherung für mehrere Einflussgrößen mithilfe einer Summe unterschiedlicher Funktionenarten gefunden werden.

Es wird angenommen, dass y ausgedrückt werden kann durch: [52, p. 1]

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n) + \varepsilon$$

Die zusätzliche, stochastische Komponente ε sollte sich zu Null ergeben wenn y allein in Abhängigkeit von den Größen $x_1 \dots x_n$ dargestellt wird. In dem Modell zur Photovoltaikprognose ist die Größe x_1 der Vektor mit den Globalstrahlungsprognosen und x_2 der Vektor der Temperatur, für die IST-Wertmodellierung werden noch 2 weitere Vektoren für Niederschlag und Windgeschwindigkeit hinzugefügt.

Im Weiteren soll eine Funktion \hat{f} gefunden werden, welche als Summe mehrerer Basisfunktionen $B_m(x)$ eine bestmögliche Annäherung an f darstellt.

Basisfunktionen werden nach folgender allgemeinen Beziehung gebildet: [52, p. 14]

$$B_m^{(q)}(x) = \prod_{k=1}^{K_m} [s_{km} * (x_{v(k,m)} - t_{k,m})]_+^q$$

wobei hierbei 3 Fälle unterschieden werden:

- 1) Indikatorfunktion: $q = 0$
- 2) Maximumfunktion (Hockeystickfunktion): $q = 1, K_m = 1, s_{km} = 1$
- 3) allgemeine Multiplikation von Hockeystickfunktionen: $q = 1, K_m = 2, s_{km} = \text{beliebig}$

Die Linearkombination aller Basisfunktionen liefert dann die gesuchte Funktion \hat{f} : [52, p. 18]

$$\hat{f}(x) = a_0 + \sum_{m=1}^M a_m \prod_{k=1}^{K_m} [s_{km} * (x_{v(k,m)} - t_{k,m})]_+$$

welche die Summe über alle Basisfunktionen inklusive der Konstanten a_0 (= Basisfunktion B_1) bildet.

mP Energy

mP Energy ist eine Software zur Prognostizierung von Energieverbrauch und Erzeugung, welche mithilfe multivariater Regression arbeitet. Bislang wurde dieses Produkt in der APG zur Prognose von Windeinspeisung und Kleinwasserkraft genutzt. Nun soll es auch zur Prognose von Photovoltaik mittels meteorologischen Zeitreiheneingaben verwendet werden.

Aufbau

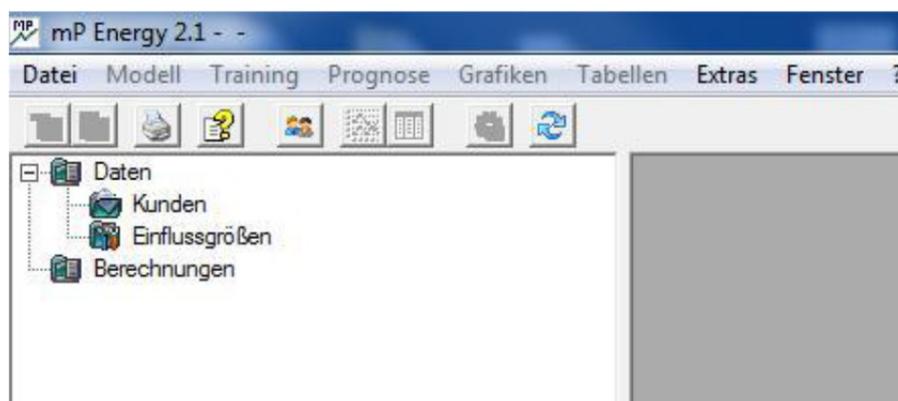


Abbildung 72: mP Energy 2.1 – Aufbau [53, p. 13]

Der einfachste Navigationsbaum gliedert sich in folgende Bereiche:

- Daten
 - Kunden: hier werden gemessene Vergangenheitswerte (im aktuellen Fall: gemessene Erzeugungsdaten der PV Anlagen) eingetragen.
 - Einflussgrößen: im Fall der PV Prognose – wetterspezifische Daten, wie Globalstrahlung, Temperatur, Windgeschwindigkeit, Niederschlag und davon abgeleitete Größen
- Berechnungen: um eine Berechnung zu starten, muss zuerst ein Kunde (Erzeugungsdaten der PV Anlage) hinzugefügt werden, und diesem im nächsten Schritt seine Einflussgrößen (Globalstrahlung, Temperatur, Windgeschwindigkeit, Niederschlag) zugeordnet werden.

Für das Beispiel Bregenz werden 5 Berechnungen angelegt und diese für die unterschiedlichen Prognosehorizonte IST, Nowcasting 1 und 6, Intraday und DayAhead durchgeführt.

Über die angebundene Datenbank funktioniert der Import über eine Kommunikationsmaske und die Zeitreihen werden direkt über die Schnittstelle in das Programm geladen. Alternativ wäre eine manuelle Einbindung über eine EXCEL-Zeitreihe möglich.

Wichtig hierbei ist, dass Messwerte und Einflussgrößen in einem sich überlappenden Zeitraum vorliegen, da nur in diesem Fall ein Training und in weiterer Folge eine Prognose durchgeführt werden kann.

Modellerstellung

Sind alle Zuordnungen abgeschlossen, so kann mit der Modellberechnung begonnen werden. Hierbei muss das aktuelle Projekt aktiv sein, erkennbar durch eine rote Markierung.

Innerhalb des Control Centers können im Reiter „Modell“ nun die gewünschten Einflussgrößen hinzugefügt sowie weitere Funktionen aktiviert oder deaktiviert werden. Im Folgenden werden einige Funktionen zur Modellerstellung beschrieben:

- Mustererkennung

Mithilfe dieser Funktion wird vor dem Training für Größen bei denen es Sinn macht, Muster zu erkennen, eine Mustererkennung durchgeführt. Des Weiteren kann der Nutzer die Anzahl der zu erstellenden Muster festlegen. Ist die Mustererkennung aktiviert kann damit die Trainingszeit beschleunigt werden.

- Monatsindex

Dieser dient dazu die möglichen Unterschiede zwischen einzelnen Monaten besser trainieren zu können und rechnet einen zusätzlichen Korrekturfaktor mit ein.

- Tageslänge

Dabei wird dem Modell eine Jahreskurve hinzugefügt, um im Training Abhängigkeiten vom Jahresrhythmus zu erlernen.

- Sommer/Winter

Diese Funktion dient lediglich der Berücksichtigung der Sommer- und Winterzeitumstellung im März und Oktober.

Um herauszufinden, welche Modelleinstellungen den besten RMSE-Wert liefern wurde die Kreuzvalidierung verwendet. Dabei teilt das Programm selbstständig den gesamten Datensatz in 10 gleich große Abschnitte und durchläuft für jeden Abschnitt einmalig eine Prognose. Die restlichen 9 Abschnitte dienen für diesen Durchlauf als Trainingsabschnitte. Aus den 10 Durchläufen wird daraufhin ein gesamter RMSE-Wert gebildet, welcher im Weiteren zum Vergleich der Modelleinstellungen verwendet wird. Diese Einstellungen werden dann für die tatsächliche Berechnung übernommen, bei der dann der Trainings- und Prognosezeitraum manuell festgelegt wird.

Im Zuge dieser Auswertung der optimalen Modelleinstellung (minimaler RMSE bei Kreuzvalidierung) ergaben sich für die unterschiedlichen Prognosehorizonte folgende Einstellungen:

Tabelle 42: Modelleinstellungen - Bregenz

	Globalstrahlung	Temperatur	Windgeschwindigkeit	Niederschlag	Erzeugung	Tageslänge	Monatsindex	Sommer/Winter	RMSE
IST	16	3	nein	nein	18	nein	ja	nein	4,89
NC_01	7	ja	nein	nein	0	nein	nein	nein	7,47
NC_06	7	7	nein	nein	nein	ja	ja	ja	9,13
ID	6	ja	nein	nein	0	nein	nein	nein	9,24
DA	2	ja	nein	nein	0	nein	nein	nein	9,6

Training und Prognose

Das Training dient dazu, dem Modell mithilfe von historischen Daten Zusammenhänge zwischen einzelnen Parametern beizubringen. Aus vergangenen Modellierungsversuchen zeigte sich, dass die Aufteilung der Daten zu circa zwei Drittel dem Training zur Verfügung stehen sollte und ein Drittel der Datenreihe der Prognose dienen soll. Das Ergebnis der Trainingsberechnung wird im Anschluss von der Prognose übernommen und daraus eine Projektion auf einen zukünftigen Zeitraum erstellt.

Für die Modellierung am Standort Bregenz wurde der Trainingszeitraum von 01.01.2010 bis 31.05.2011 und der Prognosezeitraum von 01.06.2011 bis 28.02.2012 gewählt.

Als Ergebnis der Prognose liefert das Programm eine Verlaufskurve oder eine Tabelle. Die Ergebnisse können auch als CSV-File exportiert werden um für spätere Zugriffe zur Verfügung zu stehen.

2.7.6 Gesamtprognosefehler für lokale und globale Vorhersage

2.7.6.1 Bregenz

Anlagendaten

Die Anlage, welche für die folgenden Modellierungsversuche verwendet wird ist als Freifeldanlage auf dem Dach des Parkhauses der Vlotte in Bregenz (geografische Breite: 47°29' und Länge: 9°44') installiert und befindet sich auf einer Meereshöhe von 410 Meter. Bei einer Aufständigung von 30° ist die Anlage ausgehend von der 100 prozentigen Südrichtung noch 4° Richtung Westen ausgerichtet.

Die Anlage wird in einem netzgekoppelten Betriebsmodus betrieben, die Modultype ist Yingli YL 230 wovon 270 Module installiert sind und die in Summe eine Fläche von 458,87 m² ergeben. Die Modul-

nennleistung beträgt 62,1 kWp. Die Wechselrichternennleistung beträgt 60 kW bei einer Anzahl von 6 Stück der Type SMA SMC 10000 TL.

Die Erzeugungsdaten der Anlage in Bregenz liegen seit dem 01.09.2009 im Viertelstundenraster in kW vor. Diese Zeitreihe wurde von der Vlotte (VKW) zur Verfügung gestellt.

Ergebnisse

Um einen sinnvollen Ergebnisvergleich anstellen zu können, werden die einzelnen Zeitreihen der jeweiligen Modelle als CSV-Files exportiert und auf Vollständigkeit überprüft. Dabei stellen sich folgende Fehlwerte ein: Bei der Prognose, welche IST-Messwerte als Einflussparameter verwendet, fehlen die Tage 17.09.2011 und 27.07.2012, im NowCasting-Bereich der 28.09.2012, im Intraday der 25. und 26.06.2012 und im DayAhead-Bereich der 26. und 27.06.2012. Für die weiteren Vergleiche werden in allen Zeitbereichen diese Tage aus der Wertung gestrichen.

Im Folgenden sind die grafischen und tabellarischen Auswertungen der Modelle für den Zeitraum vom 01.06.2011 bis 28.02.2012 angeführt. Es wurde jeweils der Korrelationskoeffizient, der nRMSE und der nMAE berechnet und verglichen.

nRMSE

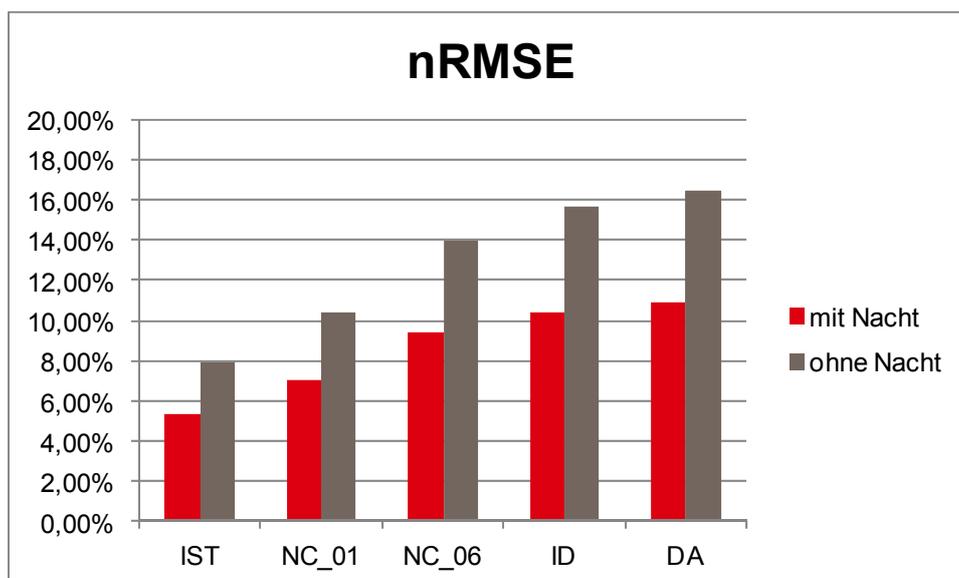


Abbildung 73: nRMSE - Bregenz

Tabelle 43: nRMSE – Bregenz

nRMSE	mit Nacht	ohne Nacht	Differenz
IST	5,30%	7,95%	2,65%
NC_01	7,04%	10,41%	3,37%
NC_06	9,44%	14,02%	4,57%
ID	10,41%	15,62%	5,21%
DA	10,95%	16,43%	5,48%

Der nRMSE liegt bei Berücksichtigung der Nachtstunden im Bereich zwischen 5,30% und 10,95% und steigt zwischen den unterschiedlichen Prognosehorizonten kontinuierlich mit der Zeit. Werden die Nach-

stunden in der Betrachtung weggelassen, so liegt der nRMSE im Bereich zwischen 7,95% und 16,43%. Die Verschlechterung durch Weglassen der Nachtstunden beträgt rund 50%.

nMAE

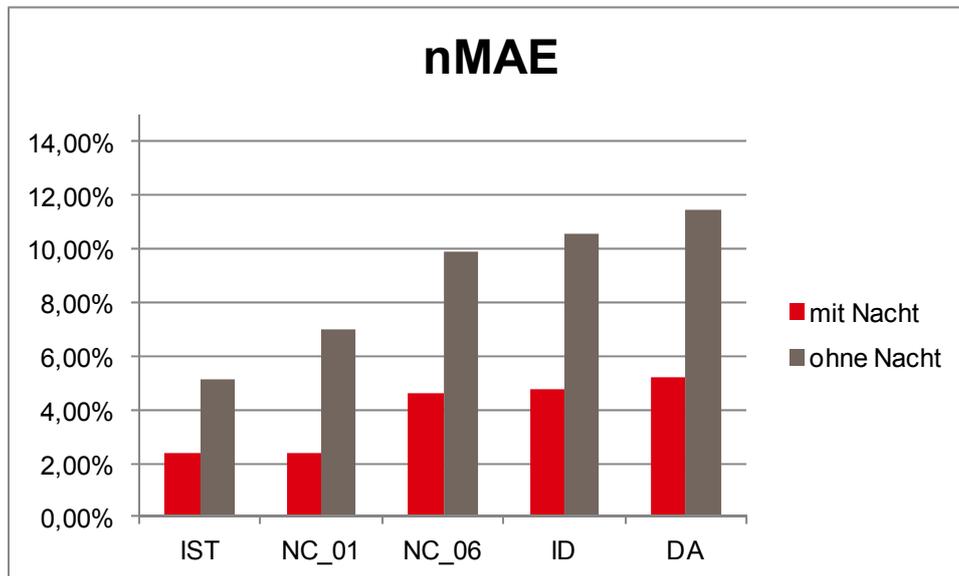


Abbildung 74: nMAE - Bregenz

Tabelle 44: nMAE – Bregenz

nMAE	mit Nacht	ohne Nacht	Differenz
IST	2,35%	5,10%	2,75%
NC_01	2,35%	7,02%	4,68%
NC_06	4,58%	9,91%	5,34%
ID	4,75%	10,54%	5,78%
DA	5,19%	11,43%	6,23%

Die Ergebnisse ausgewertet durch den nMAE (normierte, absolute Betrachtung des Fehlers) liegen mit Nachtstunden im Bereich zwischen 2,35% und 5,19% und ohne Nachtstunden zwischen 5,10% und 11,43%. Wobei mit Berücksichtigung der Nachtstunden die Modellierung mit IST-Werten und der Now-Casting 01 Bereich gleiche Ergebnisse liefern und auch NowCasting 06 und Intraday sehr nah beisammen liegen.

Auffallend ist die deutliche Verschlechterung ohne Berücksichtigung der Nachtstunden, hierbei tritt eine Verdoppelung der Werte in allen Bereichen auf.

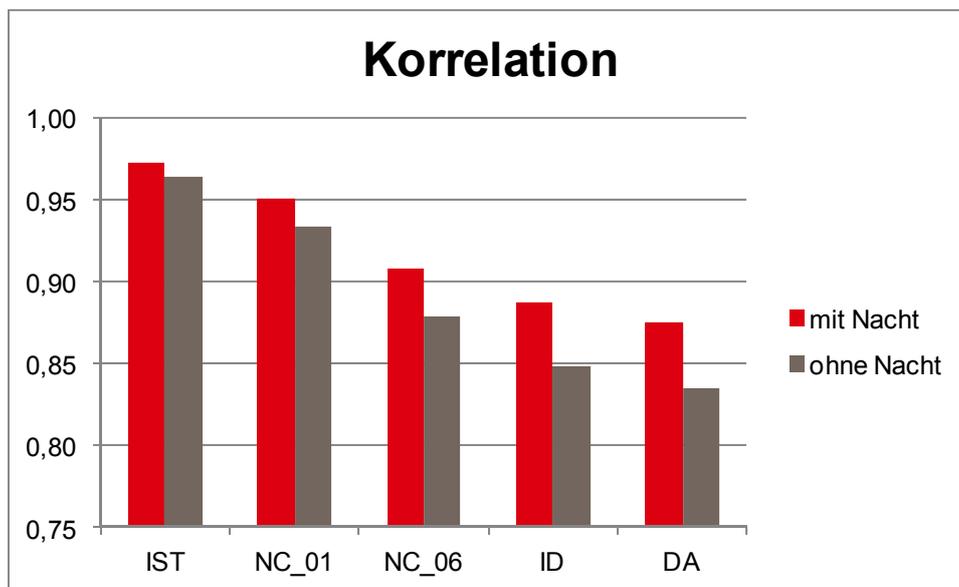


Abbildung 75: Korrelation - Bregenz

Tabelle 45: Korrelation - Bregenz

Korrelation	mit Nacht	ohne Nacht	Differenz
IST	0,9720	0,9640	0,0080
NC_01	0,9500	0,9340	0,0160
NC_06	0,9081	0,8786	0,0295
ID	0,8875	0,8485	0,0390
DA	0,8746	0,8353	0,0394

Korrelation

Beim Korrelationsvergleich ist auffallend, dass die Berücksichtigung der Nachtstunden in den Bereichen IST-Wert und NC_01 noch nicht so extrem gewichtet wird, erst ab dem NowCasting 06 Bereich ist eine deutliche Diskrepanz mit und ohne Berücksichtigung der Nachtstunden erkennbar. Bei der Korrelation ohne Nachtstunden ist auch ein deutlicher Abfall der Korrelation zwischen den Bereichen NowCasting 01 und NowCasting 06 erkennbar.

Aus allen drei Betrachtungen heraus kann nun überlegt werden, ob hinsichtlich der nahen Ergebnisse der Bereiche NowCasting 06 und Intraday eine Redundanz gegeben ist und für den Folgetag ähnlich gute Ergebnisse erwartet werden können wie für die Prognose in der 6. Folgestunde. Diese Überlegung lässt sich aufgrund sehr ähnlicher Ergebnisse aller drei Betrachtungsweisen (nRMSE, nMAE und Korrelation) anstellen.

Tagesverlauf

Im Folgenden werden die unterschiedlichen Ergebnisse auf Tagesverlaufsbasis betrachtet. Es wird ein Tag mit guter Erzeugung herausgenommen und die prognostizierte Erzeugung mit der gemessenen Erzeugung über eine Tageslänge aufgetragen.

Die pinke Linie stellt die gemessene Erzeugung dar, alle weiteren Prognosehorizonte sind farblich in der Legende der Grafiken angeführt.

Auffallend ist hierbei, dass die Modellierung mit IST – Werten (dunkelrote Linie) und der Nowcasting_01 Bereich (hellgrün) die tatsächliche Erzeugung überschätzen und die weiter entfernten Horizonte die Erzeugung unterschätzen.

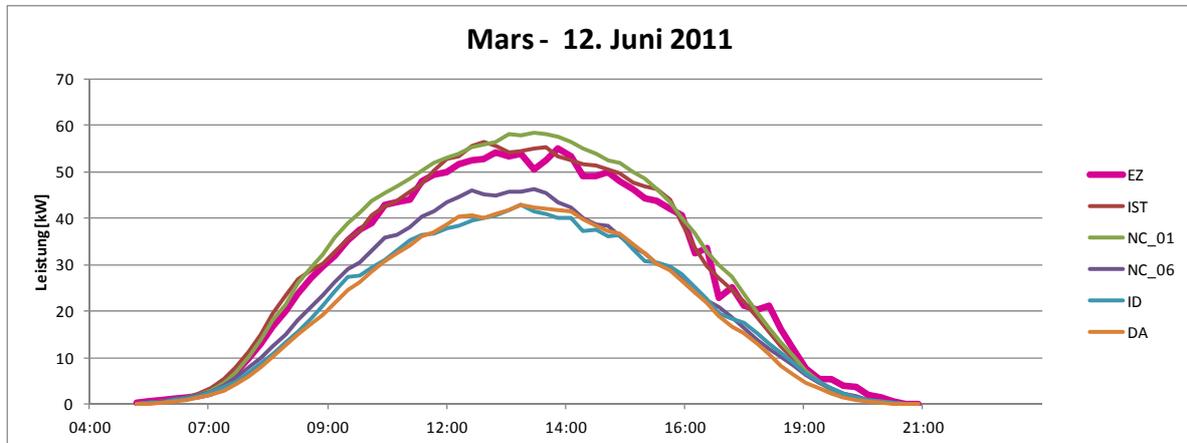


Abbildung 76: erzeugungsstarker Tag – MARS

Folgende Grafik veranschaulicht die Scatterplots der unterschiedlichen Prognosehorizonte für den 12.06.2011 nach dem MARS-Modell:

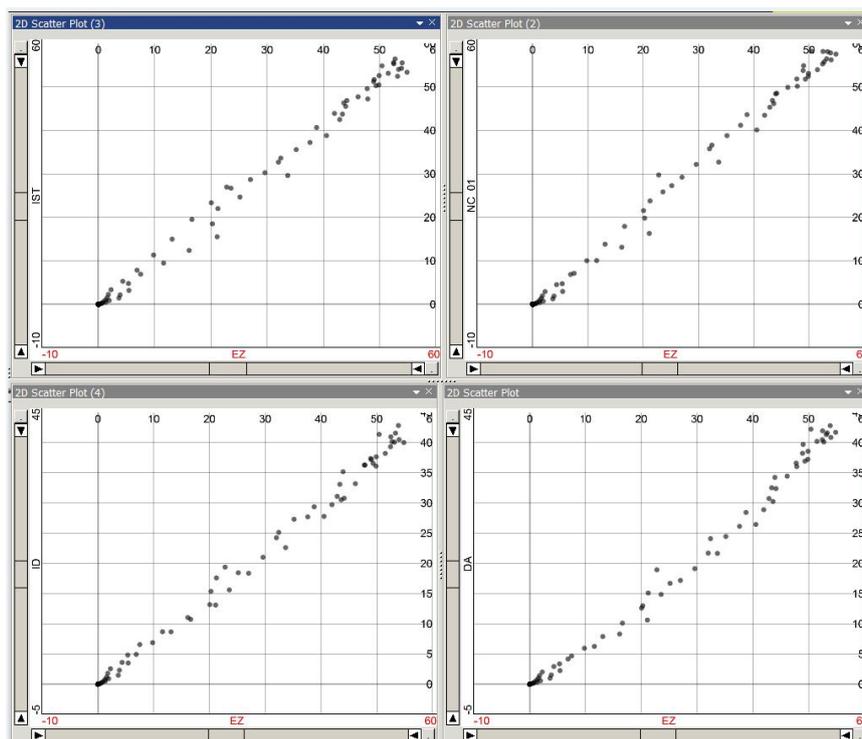


Abbildung 77: Scatterplots Prognose EZ über gemessene EZ am 12.06.2011

Abbildung 77 zeigt, dass der zunächst deutliche lineare Zusammenhang zwischen prognostizierter und tatsächlicher Erzeugung mit zunehmenden Prognosehorizont langsam in eine Nichtlinearität abdriftet.

2.7.6.2 Klagenfurt

Einzelanlage oder Kollektivprognose

Im untersuchten Cluster Klagenfurt galt es vorweg die Fragestellung der Einzel- oder Kollektivprognose zu klären. Aus unterschiedlichen Quellen ergab sich die Vermutung, dass die Modellierung für ein Kollektiv von Anlagen bessere Ergebnisse liefert als jene für Einzelanlagen. Diese Vermutung konnte mit einem zusätzlichen Modellierungsdurchlauf für den Folgetag (DayAhead) bestätigt werden, indem die Ergebnisse der 14 Einzelanlagen zusammengefasst und mit der aggregierten Erzeugung berechnet wurden. Die Ergebnisse sind in nachstehender Abbildung zu finden. Für die Summe aller Einzelanlagen ergab sich ein nRMSE-Wert von 11,9 %, für das Cluster 10,6 %, somit bestätigt sich das vermutete bessere Ergebnis der Clustermodellierung.

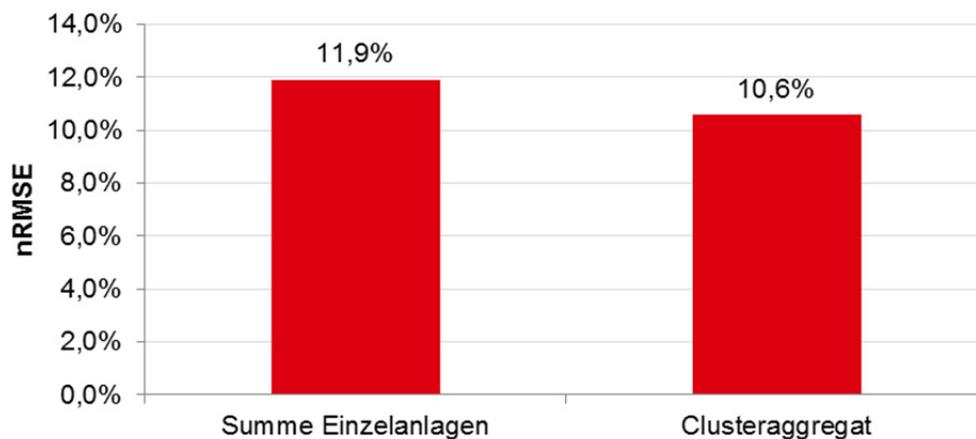


Abbildung 78: nRMSE (DayAhead) Aggregat vs. Einzelanlagen

Tabelle 46: nRMSE - Cluster vs. Einzelanlagen

Modellbezeichnung	nRMSE
Summe Einzelanlagen	11,91%
Clusteraggregat	10,59%

Für alle weiteren Untersuchungen wurde ausschließlich mit dem Kollektiv modelliert. 14 lastprofilzählenden Photovoltaikanlagen in Klagenfurt wurden zusammengefasst und ein Clusteraggregat mit einer Summe von 77,24 kW installierter Leistung zur Modellierung gebildet.

Qualitätskenngrößen für Aggregat Klagenfurt

Für Klagenfurt wurden die Berechnungen ohne Nachtwerte durchgeführt. Die Ergebnisse der Vergleichsparameter sind in nachstehender Abbildung dargestellt.

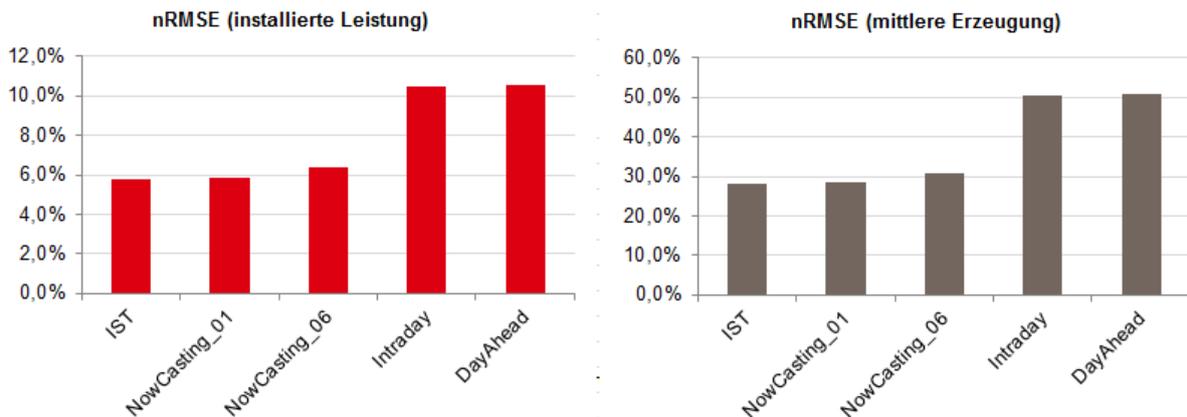


Abbildung 79: nRMSE Klagenfurt (bezogen auf installierte Leistung und mittlere Erzeugung)

Tabelle 47: Ergebnisse Cluster Klagenfurt

Modellbezeichnung	nRMSE (bezogen auf EPL)	nRMSE (bezogen auf mittlere Erz.)	nBIAS (bezogen auf EPL)	Ausgleichsenergiebedarf
IST	5,8 %	28,0 %	0,6%	20,6%
NowCasting_01	5,9 %	28,4 %	0,5%	21,3%
NowCasting_06	6,4 %	31,0 %	0,7%	22,8%
Intraday	10,5 %	50,6 %	0,6%	44,1%
DayAhead	10,6 %	51,0 %	1,1%	44,1%

Bei dieser Betrachtung ergeben sich bezüglich der Streuung sehr ähnliche Werte zwischen IST-Wert Modellierung (theoretisch, Annahme Wetterdaten sind bekannt), NowCasting_01 und Nowcasting_06 sowie bei Intraday und DayAhead. Eine deutliche Verschlechterung der Prognosequalität ist beim Übergang vom NowCasting_06 (nRMSE = 6,4%) zum Intraday (nRMSE = 10,5%) festzustellen. Zusätzlich wurde hier der Streuungsparameter nRMSE durch Normierung über die mittlere Erzeugung analysiert, dabei streuen die Werte je nach Prognosehorizont von ca. 28% bis 51%. Der BIAS ist für die ersten 4 Berechnungsvarianten (IST bis Intraday) mit Werten von 0,5% bis 0,7% sehr ähnlich, DayAhead ergibt mit 1,1% eine deutliche Verschlechterung.

Interessant war auch die Betrachtung des erforderlichen Ausgleichsenergiebedarfs, dieser wurde berechnet als die absolute Abweichung der elektrischen Arbeit bezogen auf die Gesamtarbeit des Validierungszeitraums. Der Ausgleichsenergiebedarf steigt wieder sukzessive mit dem Prognosehorizont wobei wieder ein deutlicher Sprung vom NowCasting_06 (22,8%) zum Intraday (44,1%) festgestellt werden kann.

Tabelle 48: verwendete Einflussgrößen

Modellbezeichnung	Zeithorizont	Einflussgrößen	Datengrundlage
IST	Jetzt	Globalstrahlung Temperatur , Tageslänge, Interation (Globalstrahlung - Windgeschwindigkeit)	Messewerte
NowCasting_01	+1 h	Globalstrahlung Temperatur , Tageslänge, Globalstrahlung_IST verschoben um +1 h	INCA
NowCasting_06	+6 h	Globalstrahlung Temperatur , Tageslänge,	INCA
Intraday	+ 0– 24 h	Globalstrahlung (6) Temperatur (6) Tageslänge,	ALADIN
DayAhead	+24– 48 h	Globalstrahlung (6) Temperatur (6) Tageslänge,	ALADIN

In Tabelle 48 sind die gewählten Einstellungen mit der entsprechenden Anzahl an Mustererkennungen sowie die Datengrundlage des meteorologischen Modells, welche für den jeweiligen Modelldurchlauf gewählt wurden, angeführt.

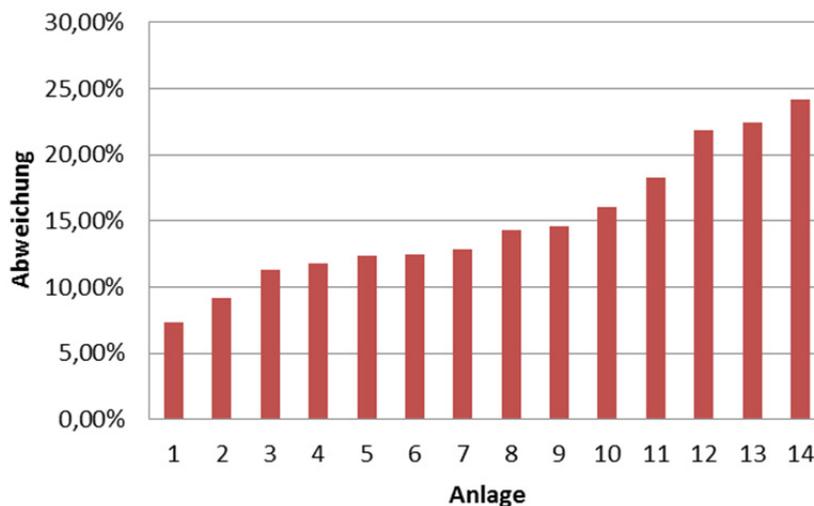


Abbildung 80: Streuungsränge für Einzelanlage (DayAhead)

Abbildung 80 veranschaulicht die gesamte Streuungsbreite für Einzelanlagen im Bereich Klagenfurt. Diese ergibt sich aus der Modellierung der DayAhead Prognose für 14 Anlagen und reicht von 7,4 % bis 24,1 %. Wenn alle 14 Einzelanlagen zu einem Cluster aggregiert werden und damit ein Gesamtmodell berechnet wird erhält man einen nRMSE für die DayAhead Prognose von 10,6%. Es zeigt

sich, dass sich - wie in der Windleistungsprognose – durch Zusammenfassung von Anlagen über ein größeres Gebiet eine statistische Fehlerminimierung ergibt.

Modelloptimierung

Um eine Aussage der derzeit bestmöglichen Prognose für die Folgestunde zu treffen, wurden diverse Überlegungen zur Prognoseverbesserung näher untersucht. Die Hinzunahme von weiteren meteorologischen Einflussgrößen (Niederschlag, Windrichtung, Windgeschwindigkeit), diverser Modellfunktionen (Sommer-Winterzeit, Monat, Mustererkennungsvariation) oder auch die Variation des Validierungszeitraums brachten keine wesentlichen Verbesserungen.

Einzig die Hinzunahme einer weiteren generierten Einflussgröße, der gemessenen Globalstrahlung, trug zu einer Verbesserung der Modellergebnisse bei. Die Idee ergab sich nach dem Vorbild der persistenten Wettervorhersage, nach dem Motto: „was jetzt gilt, gilt auch für die nächste Stunde“. Im Modell wurde die gemessene Globalstrahlung entsprechend einer operativen Prognose um eine Stunde verschoben berücksichtigt. Das heißt man lässt den zuletzt gemessenen Globalstrahlungswert als zusätzlichen Input ins Modell einfließen. Damit lässt sich in diesem Beispiel die normierte Streuung nRMSE im Nowcasting_01 noch einmal um einen halben Prozentpunkt verbessern.

Modellierungsprobleme im Winter

Sowohl bei der Einzelanlagenmodellierung als auch bei der Modellierung mit der aggregierten Clustererzeugung überschätzen die Prognosemodelle in den Wintermonaten deutlich die Erzeugung. Auch im Intradaymodell konnte dieses Problem ausgemacht werden. Erst im NowCasting Bereich ist eine deutliche Verbesserung ersichtlich.

Eine Vermutung für dieses auftretende Phänomen könnte die Nebelbildung in der Senke Klagenfurt sein. Dabei ist in den Wintermonaten November und Dezember, in denen der Wörthersee nicht komplett zugefroren ist, eine deutliche Überschätzung der Erzeugung zu erkennen, im Jänner (See gefroren) ist eine Verbesserung zu erkennen und im Februar wiederholt sich das Phänomen der Überschätzung wenn der See auftaut.

Um diese Vermutung des Nebelinflusses im Bereich Klagenfurt zu untersuchen, wurden von der ZAMG zusätzliche Zeitreihen für den Bewölkungsgrad und den Hochnebeleinfluss für den Zeitraum vom 01.11.2011 bis 01.04.2012 geliefert. Des Weiteren wurden die zugehörigen Daten für Globalstrahlung und Temperatur bis zum 01.04.2012 nachgeliefert und damit erneut Berechnungen angestellt.

Prognoseverbesserung durch zusätzliche Einflussgrößen Bewölkungsgrad u. Hochnebeleinfluss

Nach ersten Überlegungen in Richtung Prognoseverbesserung wurde durchdacht den Bewölkungsgrad BEW sowie den Hochnebelindex HN in die Modellierung mit einzubeziehen. Die Verbesserung zeigt sich Nowcasting_01 Bereich sowie im DayAhead deutlich. Nowcasting_06 liefert keine Verbesserung, möglicherweise ist dies aufgrund des kurzen Kreuzvalidierungszeitbereichs zurückzuführen (sh. folgende Abbildung 81). Die Prognosewerte der beiden Einflussgrößen Bewölkungsgrad und Hochnebel sind nur für den Zeitraum vom 01. November 2011 bis zum 01. April 2012 verfügbar, daher ist ein direkter Vergleich mit den Ergebnissen aus den vorhergehenden Untersuchungen nicht zulässig.

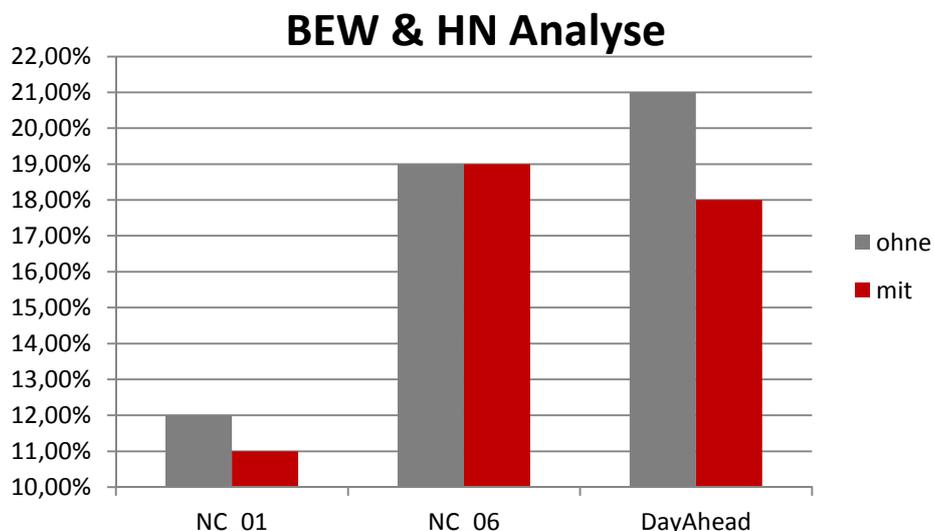


Abbildung 81: nRMSE unter Berücksichtigung des Bewölkungsgrads BEW und Hochnebel HN

Für die Modellierung wurde die Kreuzvalidierung im Zeitraum von 01.11.2011 bis 01.04.2012 verwendet. Tabelle 49 listet die verwendeten Einstellungen für den optimalen Modelloutput.

Tabelle 49: Einflussgrößen BEW & HN

Einflussgrößen NC_01	GL&TL	GL&TL&BEW&HN
GL	12,00%	11,00%
TL		
Tageslänge		
BEW		
HN		
Einflussgrößen NC_06	GL&TL	GL&TL&BEW
GL	19,00%	19,00%
TL		
Tageslänge		
BEW		
HN		
Einflussgrößen DA	GL&TL	GL&TL&BEW&HN
GL	21,00%	18,00%
TL		
Tageslänge		
BEW		
HN		

Die NowCasting Prognose der ersten Folgestunde repräsentiert die gemessene Globalstrahlung auch sehr gut. Je weiter der Prognosehorizont in die Zukunft reicht, desto größere Abweichungen stellt man im Vergleich zur gemessenen Globalstrahlung fest.

2.7.6.3 PV Leistungsprognose für Oberösterreich

Zum Abschluss der Analysen der PV Prognosen wurde noch die Sensitivität der Prognoseschwankungen in einem räumlich größer verteilten Gebiet betrachtet. In Oberösterreich konnten sechs PV Anlagen mit guter Datenqualität identifiziert werden. Für diese wurden von der ZAMG Punktprognosen für den DayAhead Bereich für Globalstrahlung, Temperatur und Bewölkungsgrad zur Verfügung gestellt. Damit wurde zunächst jede Einzelanlage für sich modelliert, danach jeweils zwei mit räumlicher Nähe zusammengefasst (als Cluster 1 und 2 bezeichnet) und zwei wurden als Einzelprognosen (als Cluster 3 und 4 bezeichnet) belassen. Abschließend wurden alle aggregiert und getrennt mit vier unterschiedlichen Inputvarianten zum Vergleich modelliert. Die Ergebnisse können der Tabelle 50 entnommen werden. Die Schwankungsbreite nRMSE der Einzelanlagen reicht von 11,5 % bis 17,1 % nachträglich zusammengefasst ergibt dies eine Streuung von 12,1 % für alle gemeinsam. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei Zusammenfassung in 4 Cluster, dabei ergibt sich letztendlich wieder eine Streuung von 12,1 %. Wenn alle Einzelanlagen gleich zusammengefasst werden und jeweils nur mit einer meteorologischen Prognose von einem Ort modelliert werden ergibt sich erstaunlich ähnliches Bild. Trotz der räumlichen Distanz zueinander schwankt die Streuung lediglich von 12,5 % bis 13,1 %. Aufgrund der Reduktion der Inputdaten auf letztendlich einen virtuellen Prognosepunkt ist allerdings mit einer gewissen Verschlechterung der Prognosegüte zu rechnen.

Tabelle 50: PV Prognose Oberösterreich (nRMSE für DayAhead)

Anlage	nRMSE	Cluster	nRMSE	Gesamt	nRMSE
Anlage1	12,5%	Cluster 1 (met. Daten AN6)	14,3%	met. Daten AN1	12,8%
Anlage5	15,2%	Cluster 2 (met. Daten AN1)	11,7%	met. Daten AN6	12,5%
Anlage6	17,1%	Cluster 3 (met. Daten AN8)	11,5%	met. Daten AN8	13,1%
Anlage7	15,1%	Cluster 4 (met. Daten AN9)	12,1%	met. Daten AN9	12,9%
Anlage8	11,5%	Gesamt	12,1%	Gesamt	12,8%
Anlage9	12,1%				
Gesamt	12,1%				

Abschließend wurde noch die Frage diskutiert ob die Prognose von Einzelanlagen, die man im Anschluss aggregiert sich signifikant von einer bereits geclusterten Prognose unterscheidet (sh. Tabelle 50). Anlage 1 und 5 (rot hinterlegt) haben einen nRMSE von 12,5% bzw. 15,2%, zusammengefasst verringert sich die Streuung auf 10,6%. Wenn man beide zuerst zum Cluster 2 aggregiert und danach erst

modelliert, in dem Fall nur mit den meteorologischen Daten der Anlage 1 bekommt man eine etwas größere Streuung von 11,7%. Denselben Vorgang wiederholt allerdings als meteorologischer Input die Daten von Anlage 5 verwendet 11,2%. In diesem Fall wäre eine Prognose der Einzelanlagen sinnvoll da doch eine etwas geringere Streuung erwartbar scheint. Ein etwas anderes Bild zeigt sich bei Betrachtung von Anlage 6 und 7 (gelb hinterlegt) wo kein signifikanter Unterschied im Ergebnis sichtbar wird. Die Streuung schwankt lediglich von 14,2% bis 14,5%.

Tabelle 51: PV Prognose Einzelanlage zu Cluster (nRMSE für DayAhead)

	nRMSE			
Modelliert	Einzelanlage	Einzelanlage, aggregiert	Cluster 2 (met. Daten AN1)	Cluster 2 (met. Daten AN5)
Anlage1	12,5%	10,6%	11,7%	11,2%
Anlage5	15,2%			
	nRMSE			
Modelliert	Einzelanlage	Einzelanlage, aggregiert	Cluster 1 (met. Daten AN6)	Cluster 1 (met. Daten AN7)
Anlage6	17,1%	14,5%	14,3%	14,2%
Anlage7	15,1%			

2.7.7 Windleistungsprognose

Im publizierten Endbericht ADRES-Concept wurde das Thema Windleistungsprognose bereits ausführlich diskutiert. Daher wurde im Rahmen des laufenden Projektes die Prognose der Windeinspeisung als Zusatzziel für die Fragestellung der Kurzfristprognose anhand zweier Fallbeispiele definiert. Hierbei wurden zwei Regionen in Niederösterreich und der Steiermark zur Modellierung herangezogen. Für die Modellierung wurde ebenfalls das MARS-Modell mit folgenden Einflussgrößen verwendet: Windgeschwindigkeit, Windrichtung (Mustererkennung: 3) sowie die Außentemperatur. Die optimalen Modelleinstellungen wurden wieder mit Hilfe der Kreuzvalidierung ermittelt.

2.7.7.1 Region A

In einer sehr exponierten, gebirgigen Lage wurden zwei Anlagen (in weiterer Folge als Windrad 6 und 7 bezeichnet) zur Modellierung verwendet und getrennt berechnet. Für diese Anlagen sind meteorologische Messwerte von den Windrädern vorhanden, welche zur Modellkalibrierung für die meteorologisch bestmögliche Prognose (Modellierung mit gemessenen Parametern = IST-Werte) herangezogen wurden.

den. Für die eigentliche Prognose (NowCasting und DayAhead) wurden die meteorologischen Parameter nicht von einer TAWES-Station – die nächstgelegene wäre zu weit weg - sondern direkt für den Standort berechnete verwendet.

Tabelle 52: Ergebnisse der Windleistungsprognose (Region A)

Region A: Windrad 6			
Modellbezeichnung	nRMSE (bezogen auf EPL)	nRMSE (bezogen auf mittlere Erz.)	Ausgleichsenergiebedarf
IST	18,2%	76,3%	27,8%
NowCasting1	28,5%	119,5%	60,1%
DayAhead	28,1%	117,9%	59,9%
Region A: Windrad 7			
Modellbezeichnung	nRMSE (bezogen auf EPL)	nRMSE (bezogen auf mittlere Erz.)	Ausgleichsenergiebedarf
IST	17,6%	71,6%	30,5%
NowCasting1	29,1%	118,6%	60,7%
DayAhead	28,7%	116,9%	59,3%

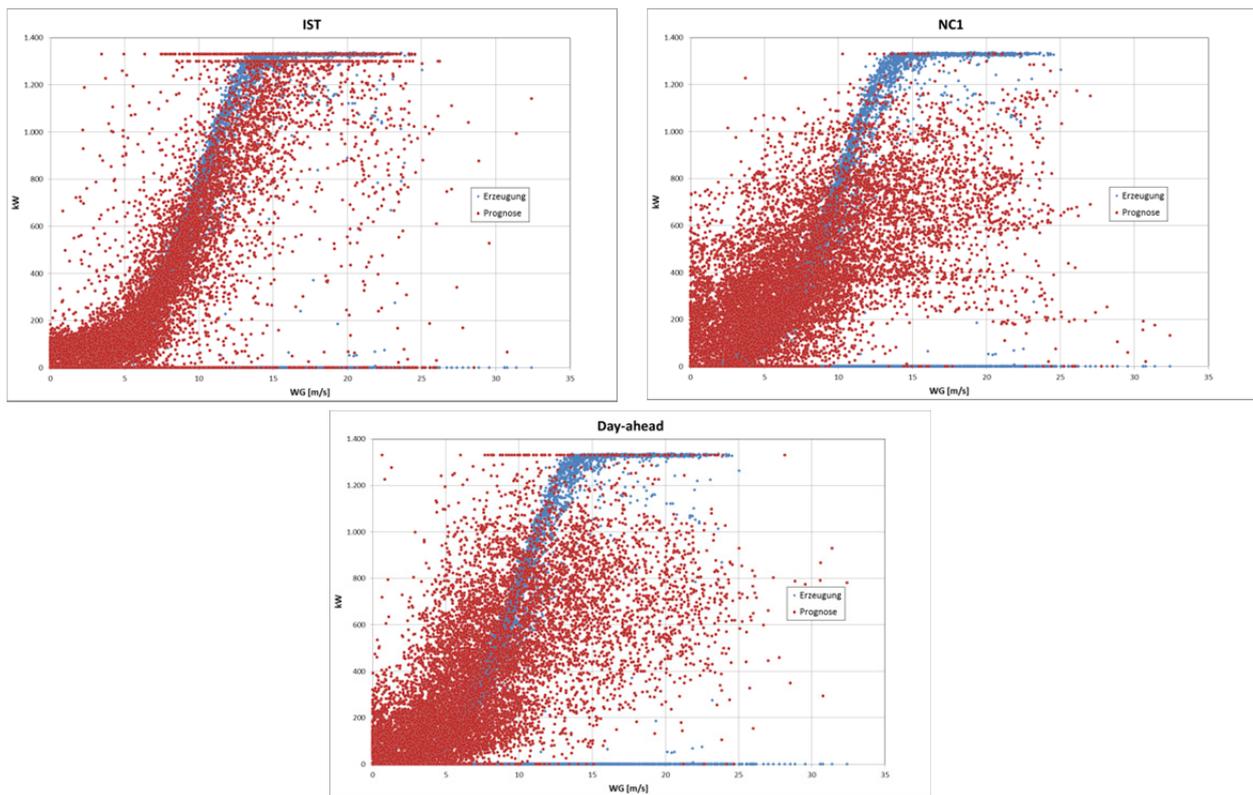


Abbildung 82: Erzeugung bzw. Prognose zur Windgeschwindigkeit (Region A)

Selbst wenn es möglich wäre den exakten Wind zu prognostizieren müsste man noch immer mit einer Streuung von 18,2% bzw. 17,6%, bei der Berechnung der Leistung im Vergleich zur erzeugten, rechnen (sh. Tabelle 52). Dieser Wert ist überraschend hoch im Verhältnis zu den sonst im Flachland zu erzielba-

ren Werten. Mit der Prognose verschlechtert sich der Wert bis auf ca. 28% bis 29% wobei zwischen dem Nowcasting und der DayAhead Prognose kaum ein Unterschied besteht. Der Ausgleichsenergiebedarf liegt hierbei ca. 60% über den gesamten Beobachtungszeitraum betrachtet.

Die Abbildung 82 veranschaulicht den Streubereich der einzelnen Prognosevarianten, wobei die gemessene Windgeschwindigkeit der Erzeugung bzw. Prognose gegenübergestellt wird. Bei diesem Beispiel sieht man wie der Streubereich sich mit dem Prognosehorizont erweitert und es im Fall hoher Erzeugung die Prognose die Erzeugung öfters unterschätzt.

2.7.7.2 Region B

Diese Region stellt einen Windpark mit zwei Anlagen in einer topografisch unauffälligen Region in Niederösterreich dar, welche mit der aggregierten Erzeugung modelliert und berechnet wurden. Die meteorologischen Größen für die Modellkalibrierung dieser Region stammen von der nahegelegenen TAWES-Station.

Tabelle 53: Ergebnisse der Windleistungsprognose (Region B)

Region B			
Modellbezeichnung	nRMSE (bezogen auf EPL)	nRMSE (bezogen auf mittlere Erz.)	Ausgleichsenergiebedarf
IST	18,3%	52,1%	43,0%
NowCasting1	18,6%	73,4%	49,3%
DayAhead	19,1%	75,2%	50,9%

Auch hier erhält man eine relativ hohe Streuung bei der IST Prognose, allerdings stehen hier keine Messwerte von der Anlage sondern von der nächstgelegenen meteorologischen Station zur Verfügung welche sich einige Kilometer abseits befindet. Dafür ergeben sich im Nowcasting und der DayAhead Prognose deutlich bessere Werte mit ca. 19% als in der Region A (sh. Tabelle 53). Der durchschnittliche Ausgleichsenergiebedarf liegt mit rund 50% bezogen auf den gesamten Beobachtungszeitraum ebenfalls deutlich günstiger.

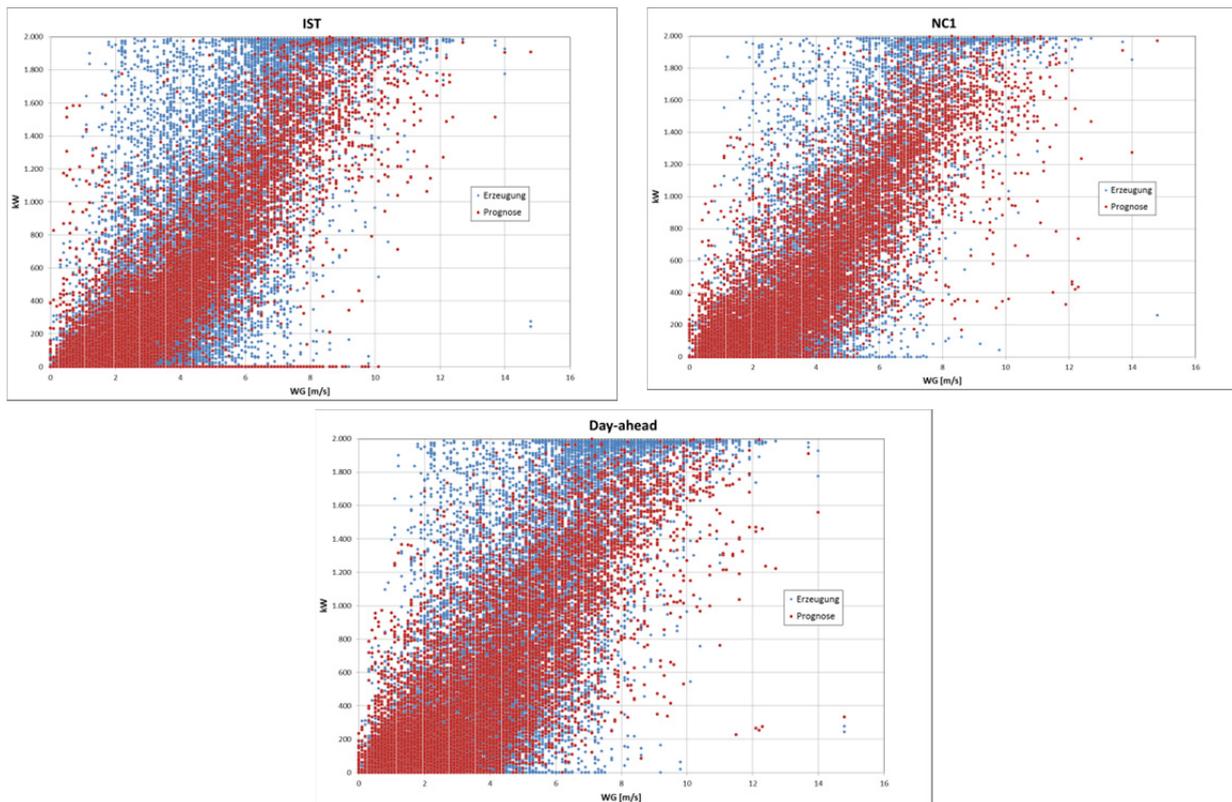


Abbildung 83: Erzeugung bzw. Prognose zur Windgeschwindigkeit (Region B)

In der Abbildung 83 ist wieder der sich verändernde Streubereich der Prognose zu sehen, wobei die gemessene Windgeschwindigkeit der Erzeugung bzw. Prognose gegenübergestellt wird. Diese Darstellung verdeutlicht sehr anschaulich wie schwierig es ist Einzelanlagen, in diesem Fall zwei aggregierte Windräder, zu prognostizieren aufgrund des volatilen Zusammenhangs zwischen Windgeschwindigkeit und Erzeugung wobei es keinen Unterschied macht ob man alle Daten gemeinsam betrachtet oder beispielweise sequenziell in Abhängigkeit von der Windrichtung.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Vorhersagbarkeit je nach Region sehr unterschiedlich ist und keine allgemein gültigen Aussagen getroffen werden können. Jede Region ist neu für sich zu beurteilen und die günstigste Modellvariante ist in einem iterativen Prozess zu ermitteln.

2.8 Demand Side Management im Haushalt

2.8.1 Theoretisches und praktisch nutzbares DSM-Potenzial

Die ursprünglich verwendeten Begriffe des „theoretischen“ und „praktisch nutzbaren“ DSM-Potenzials beruhen auf der zugrundeliegenden Definition des DSM-Potenzials. So weist eine verschiebbare Last mit definiertem Leistungsprofil (z.B. Lastprofil eines Waschprogramms) ein Lastbeeinflussungspotenzial in der Höhe der maximalen Wirkleistungsaufnahme und dem Energieinhalt eines Programmablaufs auf. Diese Kennwerte beschreiben das theoretische DSM-Potenzial dieser Verbraucherlast. Jedoch ist dieses nur dann verfügbar, wenn vom Benutzer ein Programmablauf im dafür vorgesehenen Zeitfenster erwünscht ist. Ebenso steht dieses Lastverschiebungspotenzial nicht mehr zur Verfügung, wenn der

Vorgang bereits zu einem früheren Zeitpunkt im Tagesverlauf ausgeführt wurde. Diese Einschränkung in der Verfügbarkeit der beeinflussbaren Last wurde mit dem Begriff „praktisch nutzbares DSM-Potenzial“ beschrieben.

Die Arbeiten in Abschnitt 2.4 und 2.5 haben jedoch gezeigt, dass eine derartige Definition des DSM-Potenzials nicht zielführend ist. Zunächst besteht die Schwierigkeit darin, das theoretische Potenzial mit aussagekräftigen Kennzahlen zu beschreiben, welche von einer Vielzahl von Parametern abhängen. Ebenso hängt das praktisch nutzbare DSM-Potenzial stark von der Nutzerinteraktion und der Vorgeschichte ab, sodass hier ebenso keine einfache Angabe bezüglich des Potenzials vorgenommen werden kann.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass es zielführender ist, anstelle des abstrakten „DSM-Potenzials“ die Wirkung von DSM bezüglich einer bestimmten Zielfunktion zu beschreiben. So wird in weiterer Folge das praktisch nutzbare DSM-Potenzial über die Erhöhung des PV-Eigenverbrauchsanteils bzw. der Vermeidung von Lastspitzen beziffert.

2.8.2 Formulierung des Optimierungsziels

Der effiziente Einsatz der DSM-Potenziale kann unterschiedliche Ziele verfolgen. Wenn an einem betrachteten Netzknoten (in diese Fall ein Einzelhaushalt) sowohl ein Einspeiser, ein Verbraucher sowie die PV-Prognoseinformation zur Verfügung steht, dann kann lokal entsprechend folgender Kriterien optimiert werden:

- Maximierung des Eigenverbrauchsanteils der lokalen Erzeugung
- Minimierung der Einspeiseleistung
- Minimierung der Differenz aus maximaler und minimaler Leistung am Knoten

In weiterer Folge werden die angeführten Zielsetzungen näher beschrieben und definiert. Später werden die Optimierungsergebnisse entsprechend der unterschiedlichen Zielsetzungen miteinander verglichen. Hierbei soll aufgezeigt werden, ob die beschriebenen Vorgaben zu einem ähnlichen Ergebnis führen, oder ob es sich eher um konkurrierende Zielsetzungen handelt. Im letztgenannten Fall gilt es einen Kompromiss zwischen den Vorgaben zu finden und diese zu gewichten.

Die Belastung des Verteilnetzes und dessen optimierte Ausnutzung werden nicht diesem Kapitel behandelt, da die Betrachtung hier jeweils für einzelne Netzknoten auf Haushaltsebene durchgeführt wird. Der koordinierte Einsatz der einzelnen lokalen DSM-Controller wird in Kapitel 2.9 beschrieben. Basierend auf den lokal optimierten DSM-Potenzialen soll in dieser überlagerten Systemebene eine effiziente Nutzung des bestehenden Verteilnetzes gewährleistet werden.

2.8.2.1 Maximierung des Eigenverbrauchsanteils

Zwei wesentliche Kenngrößen zur direkten Verwertung der lokalen Einspeisung (z.B. durch PV-Anlagen) stellen

- Eigenverbrauchsanteil
- Autarkiegrad

dar. Der Eigenverbrauchsanteil ist jener Anteil der erzeugten (Photovoltaik-)Einspeisung, der zeitgleich und direkt am betrachteten Netzknoten (Stromzähler im Haushalt) genutzt werden kann. Die direkt verbrauchte Einspeiseleistung $P_{EV}(t)$ berechnet sich aus der momentanen Einspeisung der Photovoltaikanlage $P_{PV}(t)$ und dem Verbrauch je Haushalt $P_{Last}(t)$: [54]

$$P_{EV}(t) = \min[P_{PV}(t), P_{Last}(t)]$$

Entsprechend der Vorzeichenkonvention wird die Einspeisung der Photovoltaik negativ gezählt, der Verbrauch weist positive Werte auf.

Der Eigenverbrauchsanteil ev beschreibt nun jene direkt verbrauchte Photovoltaik-Erzeugung $E_{EV} = \sum_t^N P_{EV}(t)$ bezogen auf die Gesamterzeugung E_{PV} für den Betrachtungszeitraum: [54]

$$ev = \frac{E_{EV}}{E_{PV}}$$

Neben dem Eigenverbrauchsanteil ev stellt der Autarkiegrad ag (Deckungsgrad) eine weitere Bewertungsgröße der direkten Nutzung dezentraler Erzeugung dar. Es handelt sich hierbei um jenen Anteil des Gesamtstrombedarfs, welcher durch die dezentrale Einspeisung gedeckt wird. Der Autarkiegrad ag berechnet sich zu: [54]

$$ag = \frac{E_{EV}}{E_{Last}}$$

Ziel der Optimierung ist es den Eigenverbrauch zu maximieren. Da je Haushalt energetisch sowohl der Verbrauch als auch die Erzeugung fest vorgegeben sind, resultiert diese Zielsetzung in einer Maximierung des Eigenverbrauchsanteils sowie des Autarkiegrades. Die Zielfunktion zur Eigenverbrauchsoptimierung in der Optimierung lautet dementsprechend:

$$ZF_{Eigenverbrauch} = \Delta t \cdot \sum_t P_{EV}(t)$$

Die Zielfunktion ZF beschreibt somit die Eigenverbrauchsenergie als Summe der Leistungswerte des Eigenverbrauchs $P_{EV}(t)$ über alle Zeitpunkte multipliziert mit Zeitauflösung Δt der zugrundeliegenden Zeitreihen.

Der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad geben gemeinsam Auskunft über die Dimensionierung der Photovoltaikanlage in Bezug auf den Verbrauch:

$$\frac{ag}{ev} = \frac{\frac{E_{EV}}{E_{Last}}}{\frac{E_{EV}}{E_{PV}}} = \frac{E_{PV}}{E_{Last}}$$

Aufgrund dieses Zusammenhangs können Haushalte mit einer verhältnismäßig kleinen Photovoltaik-Anlage tendenziell einen hohen Eigenverbrauchsanteil dafür aber einen geringen Autarkiegrad erzielen. Für Haushalte mit einer verhältnismäßig großen PV-Anlage gilt die gegenteilige Aussage.

2.8.2.2 Minimierung der Leistungsspitzen

Neben der Optimierung des Eigenverbrauchs, besteht ein weiteres Anwendungsgebiet von Demand-Side-Management in der Reduktion der Leistungsspitzen. Diese Reduktion der auftretenden Maximalleistung gilt sowohl für die Bezugsrichtung als auch für Rückspeiserichtung.

In weiterer Folge werden diese Betrachtungen anhand des Residuallastprofils durchgeführt. Die Residuallast beschreibt den Verbrauch reduziert um die Photovoltaikeinspeisung des betrachteten Haushalts:

$$P_{res}(t) = P_{Last}(t) - P_{PV}(t)$$

Positive Werte des Residuallastprofils beschreiben daher einen Verbrauchsüberschuss, negative Werte eine Rückspeisesituation.

Die Zielvorgaben können nun sowohl über der Minimierung der positiven Residuallast („minimaler Restverbrauch“) als auch der Maximierung der negativen Residuallast („minimale Rückspeisung“) formuliert werden. Die minimal benötigte Anschlussleistung ergibt sich aus dem Maximum der beiden zuvor genannten Größen.

Um die Wirkung von DSM sowohl in Bezugs- als auch Rückspeiserichtung gleichzeitig aufzeigen zu können, wird die Zielfunktion als Summe der beiden Werte definiert:

$$ZF_{Leistung} = \max_t P_{res}(t) - \min_t P_{res}(t)$$

Die Zielsetzung besteht somit in der Minimierung der Summe aus „maximalem Restverbrauch“ und „maximaler Rückspeisung“. Unter diesen Rahmenbedingungen wird DSM in verhältnismäßig wenigen Situationen im Jahr aktiv genutzt, um die Maximal-Leistungen zu beeinflussen. Die restlichen Zeitpunkte im Jahr spielen für die Zielfunktion, die Nebenbedingungen und somit für die Verwendung des DSM-Potenzials keine Rolle.

2.8.2.3 Mehrzieloptimierung

Der dritte behandelte Ansatz kombiniert nun die beiden vorangegangenen Zielsetzungen. Neben der Vermeidung von Leistungsspitzen soll als zweites Ziel noch der Eigenverbrauch maximiert werden

$$ZF_{Mehrziel} = - \max_t P_{res}(t) + \min_t P_{res}(t) + g \cdot \frac{1}{N} \cdot \sum_{t=1}^N P_{EV}(t)$$

Die ersten beiden Terme repräsentieren die Spitzenleistungen. Die Umkehrung der Vorzeichen ist in der Maximierung des Zielfunktionswertes (im Gegensatz zur vorangegangenen Minimierung) begründet. Der letzte Term beschreibt die mittlere Eigenverbrauchsleistung über den vollständigen Zeitraum mit N Zeitschritten. Der Faktor g definiert die Gewichtung der beiden Zielsetzungen zueinander.

Die behandelten Ergebnisse der Mehrzieloptimierung weisen hierbei einen Gewichtungsfaktor $g = 0,01$ auf. Das bedeutet, dass vorrangig auf die Vermeidung von Leistungsspitzen hin optimiert wird. Das Ziel der Eigenverbrauchsmaximierung spielt nur eine untergeordnete Rolle und wird somit nur soweit verfolgt, solange dies nicht die auftretenden Leistungsspitzen beeinflusst.

2.8.3 Optimierungsmodell

Der in Punkt Abschnitt 2.8.5 beschriebene dezentrale DSM-Ansatz verfolgt das Ziel auf Haushaltsebene den Eigenverbrauch zu erhöhen. Das beschriebene Konzept kann in dieser Form auch praktisch umgesetzt werden.

Im Gegensatz dazu wird in diesem Punkt ein lineares Optimierungsmodell beschrieben, welches nicht in einem DSM-Haushaltscontroller implementiert werden könnte. Dies ist darin begründet, dass das Optimierungsmodell die vollständigen Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen benötigt, um das Optimum zu berechnen. Die Kenntnis dieser Zeitreihen entspricht einer „perfekten Prognose“ und ist somit nicht real umsetzbar. Das Ergebnis des Optimierungsmodells stellt somit den theoretischen Grenzwert des maximal erzielbaren Eigenverbrauchs der Haushalte unter den gegebenen Rahmenbedingungen dar. Diese Werte können als Benchmark betrachtet werden und den Ergebnissen der tatsächlich erzielten Werte des dezentralen Modellansatzes gegenübergestellt werden.

2.8.3.1 Zeitreihen

Den Ausgangspunkt für das Optimierungsmodell stellen die Haushalts-Verbrauchsprofile, die Fahrprofile der Elektrofahrzeuge sowie die Zeitreihe der Photovoltaikeinspeisung dar. Diese sind jeweils über ein Jahr (52 Wochen = 364 Tage) im 1-min Zeitraster verfügbar.

Die Haushalts-Verbrauchsprofile weisen die elektrischen Leistungsaufnahmen der einzelnen Geräte sowie das Nutzungsprofil auf (z.B. wann der Benutzer die Waschmaschine einschaltet). Die Geräte wurden in die Kategorien „elektro-thermisch“, „waschen“, „beleuchten“ eingeteilt. Für die beiden erstgenannten wurde eine maximal zulässige Abschaltdauer bzw. Einschaltverzögerung definiert. Innerhalb dieses Zeitraums, muss im gesteuerten Betrieb exakt die gleiche Energie aufgenommen werden, wie dies im Profil der unbeeinflussten Leistungsaufnahme vorgegeben ist.

Für die Elektrofahrzeuge stehen folgende Profile über ein Jahr im 1-min Zeitraster zur Verfügung

- Wegstrecke [km/min]
- Spezifischer Verbrauch [kWh/km]
- Ungesteuertes Ladeprofil [kW]

Die zurückgelegte Wegstrecke im Minutenraster ergibt mit dem spezifischen Verbrauch das elektrische Verbrauchsprofil des Fahrzeuges. Dies entspricht genau der Änderungsrate des Ladezustandes (SoC) des Elektrofahrzeuges während der Fahrt.

$$P_{FZ-Verbrauch}(t) = \frac{\Delta SoC}{\Delta t}$$

Das ungesteuerte elektrische Ladeprofil multipliziert mit dem Ladewirkungsgrad, beschreibt die Änderungsrate des Speichers während des Ladevorgangs:

$$P_{FZ-Laden}(t) \cdot \eta_{Laden} = \frac{\Delta SoC}{\Delta t}$$

Das ungesteuerte Ladeprofil ist in weiterer Folge für die Bewertung des Nutzens von Demand-Side-Management („gesteuertes Laden“) im Vergleich zum ungesteuerten Fall notwendig.

Die normierten elektrischen Erzeugungsprofile wurden in Abschnitt 2.7 definiert. Es handelt sich hierbei – je nach Ausrichtung – um sechs verschiedene Profile, welche zufällig den einzelnen Haushalten zugewiesen werden. Im Gegensatz zur Verwendung eines einzigen Profils für alle Anlagen, wird somit der Effekt der Gleichzeitigkeit auf Minutenbasis verringert. Bezüglich der Ausrichtung stehen die Profile für südorientierte Anlagen sowie für Anlagen mit einem Ost- und Westdach zur Verfügung. Bei letztgenanntem wird angenommen, dass die installierte Leistung nach Osten gleich hoch ist, wie jene nach Westen. Für alle Ausrichtungen wird jeweils ein Anstellwinkel von 30 Grad modelliert.

2.8.3.2 Haushaltsgeräte

Im linearen Optimierungsmodell wurden die Rahmenbedingungen der DSM Variante „Basic“ herangezogen. Dieses beschreibt, dass im Haushaltsbereich ausschließlich elektro-thermische Verbraucher (Heizung und Kühlgeräte) für DSM-Zwecke verwendet werden und der Benutzer somit keine Verhaltensänderung durchführen muss. Alle restlichen Verbraucher im Haushalt weisen als Leistungsaufnahme das unbeeinflusste Profil auf.

Die elektro-thermischen Verbraucher sind dadurch gekennzeichnet, dass die Anlagen bzw. Geräte bis zu einer gewissen Maximalzeit abgeschaltet werden dürfen. Die aufgenommene Energie muss jedoch innerhalb eines gewissen Zeitraums gleich jener des ungesteuerten Lastprofils sein.

Eine weitere Bedingung besteht darin, dass der Geräteeinsatz zeitlich nicht vorgezogen werden darf. Diese Forderung ist einerseits notwendig, um die Ergebnisse besser mit den Werten des dezentralen Ansatzes vergleichen zu können. Weiters ist hierdurch sichergestellt, dass in der Optimierung keine a-kausalen Situationen entstehen. Ansonsten würde die Gefahr bestehen, dass ein Vorgang, welcher erst nach einer Nutzerinteraktion gestartet werden kann, bereits früher ausgeführt wird.

Die elektrische Leistung der Haushaltsgeräte sowie in weiterer Folge die gesteuerten Ladevorgänge von E-Fahrzeugen werden über die Änderungsrate des Energieinhalts dargestellt. Dies bewirkt einen deutlich verringerten Besetztheitsgrad in der Nebenbedingungsmatrix und erlaubt die Verwendung von spärlich besetzten Matrizen, welche den Rechenaufwand signifikant reduzieren. [55]

Die Forderung, dass die maximale Abschaltzeit je Gerät zu jedem Zeitpunkt eingehalten wird, lässt sich über den kumulierten Verlauf des Verbrauchs formulieren. Für jedes Gerät i wird aus dem unbeeinflussten Lastprofil, der kumulierte Verbrauch berechnet:

$$E_i(t) = \sum_{t'=0}^t P_i(t') \cdot \Delta t$$

Die Entscheidungsvariable $E_w(t)$ beschreibt das kumulierte Verbrauchsprofil der beeinflussten Leistungsaufnahme je Gerät. Diese Variable unterliegt folgender Nebenbedingung:

$$E_i(t) \geq E_w(t) \geq E_i(t - t_{ab})$$

Die Forderung $E_i(t) \geq E_w(t)$ beschreibt hierbei die Rahmbedingung, dass der Geräteeinsatz nicht vorgezogen wird. Der Gesamtverbrauch des DSM-Geräteeinsatzes ist somit zu jedem Zeitpunkt kleiner gleich dem unbeeinflussten Lastprofil.

Die Zeitangabe t_{ab} beschreibt die maximale Abschaltdauer des jeweiligen Geräts. Somit stellt die Bedingung $E_w(t) \geq E_i(t - t_{ab})$ sicher, dass die Energie im vorgegebenen Zeitfenster aufgenommen wird und somit die Grenzen der Lastverschiebung eingehalten werden. Die Variable $E_w(t)$ muss sich somit in einem „Schlauch“ bewegen, welcher durch den unbeeinflussten Geräteeinsatz und dem Profil unter Ausnutzung der maximalen Verschiebezeit gebildet wird.

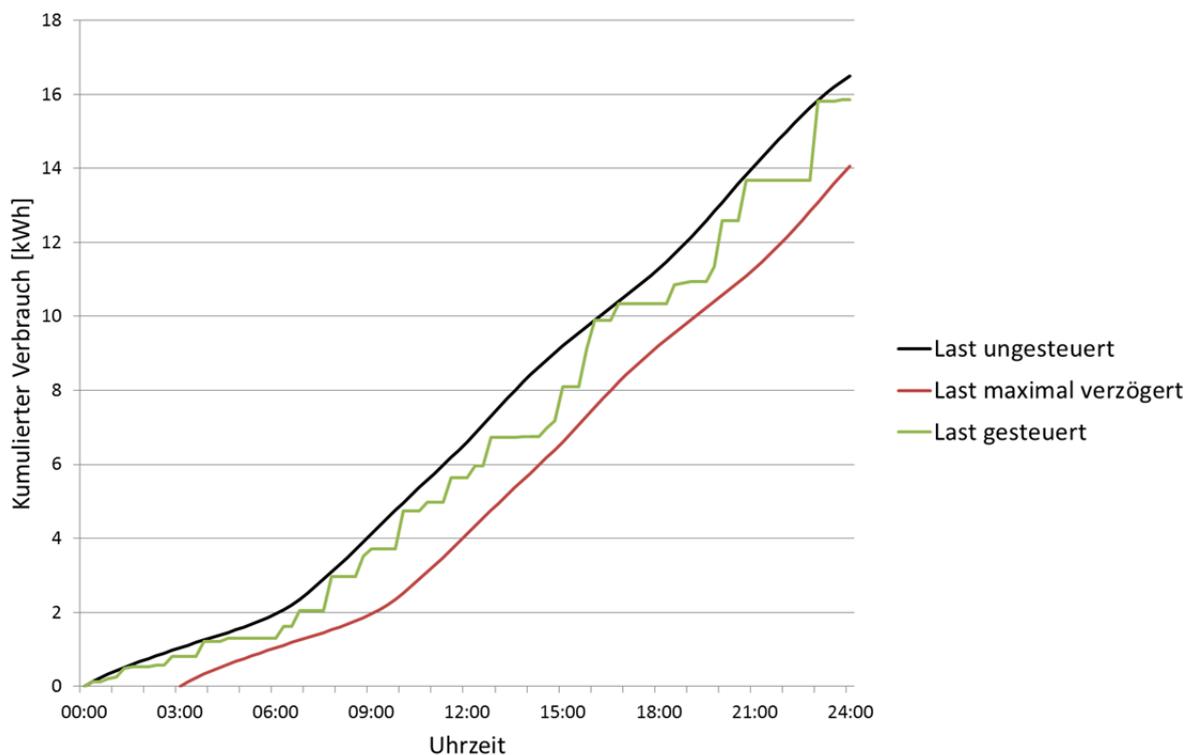


Abbildung 84: Symbolbild, welches Nebenbedingung der maximalen Lastverschiebung grafisch darstellt

Abbildung 84 stellt diese Nebenbedingung als Symbolbild dar. Die schwarze Linie zeigt den kumulierten Verbrauch des H0-Verbrauchsprofils, welches auf 1 kW Spitzenleistung normiert ist, über einen Tag. Die rote Linie beschreibt die maximale zeitliche Verschiebung des unbeeinflussten Profils. Innerhalb dieses Bereichs kann nun das Verbrauchsprofil im Rahmen der Optimierung gesteuert werden (grüne Linie). Weiters wird in der Optimierung für die positive Entscheidungsvariable $E_w(t)$ die Forderung

$$E_w(t) \geq E_w(t - 1)$$

gestellt. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Wirkleistungsaufnahme immer positiv ist und der thermische Verbraucher keine elektrische Leistung abgeben kann.

Neben dem Geräteinsatz und der maximal zulässigen Abschaltdauer muss über die Bedingung

$$E_w(t) - E_w(t - 1) \leq P_{inst} \cdot \Delta t$$

noch sichergestellt werden, dass die Leistungsaufnahme zu keinem Zeitpunkt die maximal zulässige Leistungsaufnahme des Geräts überschreitet.

2.8.3.3 Elektrofahrzeuge

Im Bereich der Elektrofahrzeuge wird in der Optimierung zunächst die Forderung gestellt, dass jeder Weg zu erfüllen ist. Dies bedeutet, dass bei gegebenem Verbrauchsprofil, der Ladezustand immer größer Null sein muss. Weiters ist es nicht zulässig, dass ein Fahrzeug auf mehr als 100% geladen wird.

Diese beiden Forderungen werden mit folgender Nebenbedingung umgesetzt:

$$0 \leq SoC(t) \leq E_{max}$$

Die Variable $SoC(t)$ beschreibt den Ladezustand in kWh und der Wert E_{max} die nutzbare Batteriekapazität des jeweiligen Fahrzeugs.

Anstelle des Füllstandes $SoC(t)$ wird in der Optimierung die Variable $E_{FZ}(t)$ als Entscheidungsvariable verwendet, welche die gesteuerte Leistungsaufnahme des Elektrofahrzeuges aus dem Stromnetz als kumulierte Variable beschreibt.

Die Grenzen des Speichers werden daher über die geladene Energiemenge $E_{FZ}(t)$ und dem kumulierten Verbrauch $E_{Verbrauch-FZ}(t)$ formuliert:

$$0 \leq E_{FZ}(t) \cdot \eta_{laden} - E_{Verbrauch-FZ}(t) \leq E_{max}$$

Wie bei den Haushaltsverbrauchern wird auch hier mit der Nebenbedingung

$$E_{FZ}(t) \geq E_{FZ}(t - 1)$$

eine Rückspeisesituation von Elektrofahrzeugen unterbunden. Die Maximale (zeitabhängige) Ladeleistung wird mit der Bedingung:

$$E_{FZ}(t) - E_{FZ}(t - 1) \leq \Delta t \cdot P_{max}(t)$$

erfüllt. Im Zeitverlauf $P_{max}(t)$ wird neben der maximal zulässigen Ladeleistung der jeweils vorhanden Ladesäulen auch berücksichtigt, dass während der Fahrt kein Laden möglich ist, indem die Variable $P_{max}(t)$ hier den Wert Null aufweist.

Die letzte Forderung beschreibt den Ladefüllstand der Elektrofahrzeuge, welcher zu Beginn des Betrachtungszeitraums gleich hoch sein muss, wie am Ende.

2.8.3.4 Zielfunktion

Maximierung des Eigenverbrauchs

Zur Beschreibung des Eigenverbrauchs wurde als Entscheidungsvariable der kumulierte Energiewert anstelle der Momentanleistung verwendet. Dementsprechend lautet Die Zielfunktion zur Maximierung des Eigenverbrauchs:

$$ZF = \max [E_{EV}(N)]$$

Wobei $E_{EV}(t) = \Delta t \cdot \sum_t P_{EV}(t')$ den kumulierten Eigenverbrauch beschreibt. Per Nebenbedingung wird definiert, dass $E_{EV}(0) = 0$ ist. Somit beschreibt der Wert $E_{EV}(N)$ am Ende des Betrachtungszeitraums den insgesamt erzielten Eigenverbrauch.

Minimierung der Leistungsspitzen

Die Schlupfvariable $P_{\max \text{ pos}}$ und die Schlupfvariable $P_{\max \text{ neg}}$ müssen folgende Nebenbedingungen erfüllen:

$$P_{\max \text{ pos}} \geq P_{\text{res}}(t) \quad \forall t$$

$$P_{\max \text{ neg}} \leq P_{\text{res}}(t) \quad \forall t$$

Somit ist sichergestellt, dass $P_{\max \text{ pos}}$ größer gleich der maximal auftretenden positiven Residuallast sein muss. Ebenso gilt dies für $P_{\max \text{ neg}}$, welcher kleiner gleich der maximal auftretenden negativen Residuallast (Rückspeisesituation) sein muss. Aufgrund der im Folgenden formulierten Zielfunktion stellt sich praktisch ein „ist gleich Zeichen“ für die Extremwerte ein. Die Zielfunktion für die Minimierung der Maximal auftretenden Residualleistung lautet:

$$ZF = \min [P_{\max \text{ pos}} - P_{\max \text{ neg}}]$$

Der Zielfunktionswert setzt sich aus Summe der beiden Schlupfvariablen zusammen. Der zweite Term weist hierbei ein negatives Vorzeichen auf, da die maximale Rückspeiseleistung kleiner gleich Null ist.

Mehrzieloptimierung

Die hier betrachtete Mehrzieloptimierung setzt sich ausschließlich aus den beiden zuvor formulierten Zielsetzungen der Eigenverbrauchsoptimierung und Leistungsspitzenminimierung zusammen. Hierbei wird die Maximalleistung deutlich stärker gewichtet, um der Frage nachgehen zu können, in wie weit die Optimierung hinsichtlich Leistungsspitzen den Eigenverbrauchsanteil verschlechtert.

$$ZF = \max [-P_{\max \text{ pos}} + P_{\max \text{ neg}} + g \cdot \frac{1}{\Delta t \cdot N} E_{EV}(N)]$$

Um anstelle der Minimums-Funktion einheitlich die Maximums-Funktion anwenden zu können, wurde bei den ersten beiden Termen das Vorzeichen umgekehrt (vgl. ZF bei Leistungsminimierung). Zur besseren Vergleichbarkeit wurde anstelle der Eigenverbrauchsenergie die mittlere Eigenverbrauchsleistung berechnet. Diese wird in weiterer Folge mit dem Faktor $g = 0,01$ gewichtet. Dadurch ist sichergestellt, dass primär versucht wird, die auftretenden Maximalleistungen zu minimieren und erst dann – mit untergeordneter Priorität – der Eigenverbrauch optimiert wird.

2.8.4 Ergebnisse – Optimierung

In Punkt 2.8.5 wird der dezentrale aDSM Ansatz beschrieben, bei dem ein Controller im Haushalt die einzelnen Verbrauchergruppen ansteuern kann, um so einen möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil zu erzielen. Dieser Ansatz wird (in Teilen) in Kapitel 2.9 umgesetzt und eignet sich somit zur praktischen Verwendung.

Die hier durchgeführte Optimierung könnte in dieser Form hingegen nicht praktisch eingesetzt werden. Es wird hier mit historischen Zeitreihen bestimmt, wie hoch der Eigenverbrauch maximal sein hätte können, wenn alle Verbraucher im Haushalt ideal im Rahmen der gleichen DSM-Grenzen verwendet werden. Da der Optimierung die vollständigen Zeitreihen bekannt sind, entspricht dies einer perfekten Einspeise- sowie Lastprognose.

Die im Folgenden behandelten Optimierungsergebnisse stellen somit einen Benchmark für die Ergebnisse des dezentralen Haushaltscontrollers dar. Der Vergleich mit den unbeeinflussten Lastprofilen lässt somit Rückschlüsse zu, in wie weit das DSM-Potenzial praktisch ausgeschöpft werden kann.

2.8.4.1 Eigenverbrauch

Die Zielsetzung eines möglichst hohen Photovoltaik-Eigenverbrauchs resultiert für jeden Haushalt in einem Energiewert [kWh/a] als Zielfunktionswert. Um dieses Ergebnis zwischen den einzelnen Haushalten besser vergleichen zu können, werden die zuvor beschriebenen Kenngrößen des Eigenverbrauchsanteils und des Autarkiegrades verwendet.

Der Eigenverbrauchsanteil beschreibt den Energiewert des Eigenverbrauchs bezogen auf die Jahreserzeugung der Photovoltaikanlage. Der Autarkiegrad ist der Eigenverbrauch bezogen auf den Jahresstromverbrauch des Haushalts. Somit beschreibt der Eigenverbrauchsanteil (EV) welcher Anteil der Photovoltaikerzeugung direkt im Haushalt verbraucht werden kann. Der Autarkiegrad (AG), den Anteil des Haushaltsstromverbrauchs, welcher durch die eigene PV-Anlage gedeckt werden kann.

Fall – Kein Demand-Side-Management

Abbildung 85 zeigt das Ergebnis der 126 Haushalte (Anzahl aller Haushalte der Modellsiedlung) als XY-Diagramm für den Fall, dass kein DSM stattfindet („unbeeinflusste Profile“). In der Variante „kein DSM“ wird somit das Erzeugungsprofil der Photovoltaikanlage dem unbeeinflussten Haushaltsstrombedarf und den ungesteuerten Ladeprofilen der Elektrofahrzeuge gegenübergestellt. Hieraus wird sowohl der Eigenverbrauchsanteil als auch der Autarkiegrad berechnet. Der gewichtete Mittelwert der Haushalte als durchschnittliches Ergebnis innerhalb der Siedlung ist mit einem Kreuz gekennzeichnet.

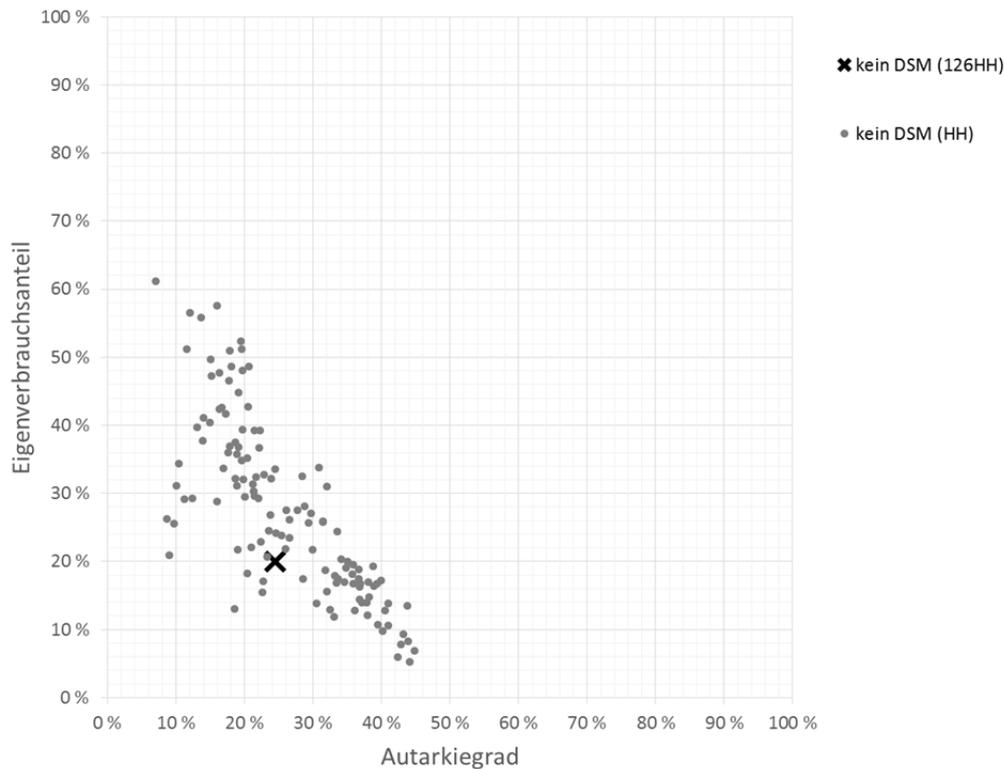


Abbildung 85: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad der 126 Haushalte für das Szenario "kein DSM"

Aus Abbildung 85 kann entnommen werden, dass der Eigenverbrauchsanteil im Bereich zwischen 5% und 61% für die 126 betrachteten Haushalte liegt. Der Autarkiegrad liegt hier im Bereich 7% bis 45%. In weiterer Folge sollen die Eigenschaften und Rahmenbedingungen der Haushalte betrachtet werden, um die unterschiedlichen Ergebnisse begründen zu können.

Abbildung 86 zeigt ebenfalls den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad der gleichen 126 Haushalte. In dieser Abbildung wurde jedoch eine Differenzierung bezüglich der Verwendung eines Elektrofahrzeuges in den jeweiligen Haushalten durchgeführt. Die blau eingefärbten Punkte zeigen Haushalte, welche über ein E-Fahrzeug verfügen, die rot eingefärbten Haushalte weisen ausschließlich Verbraucher im Haushaltssektor auf. Die Ergebnisse der Haushalte sind unverändert zur vorangegangenen Abbildung 85. Neu hinzu kommt hier jedoch der Gruppenmittelwert in den entsprechenden Farben.

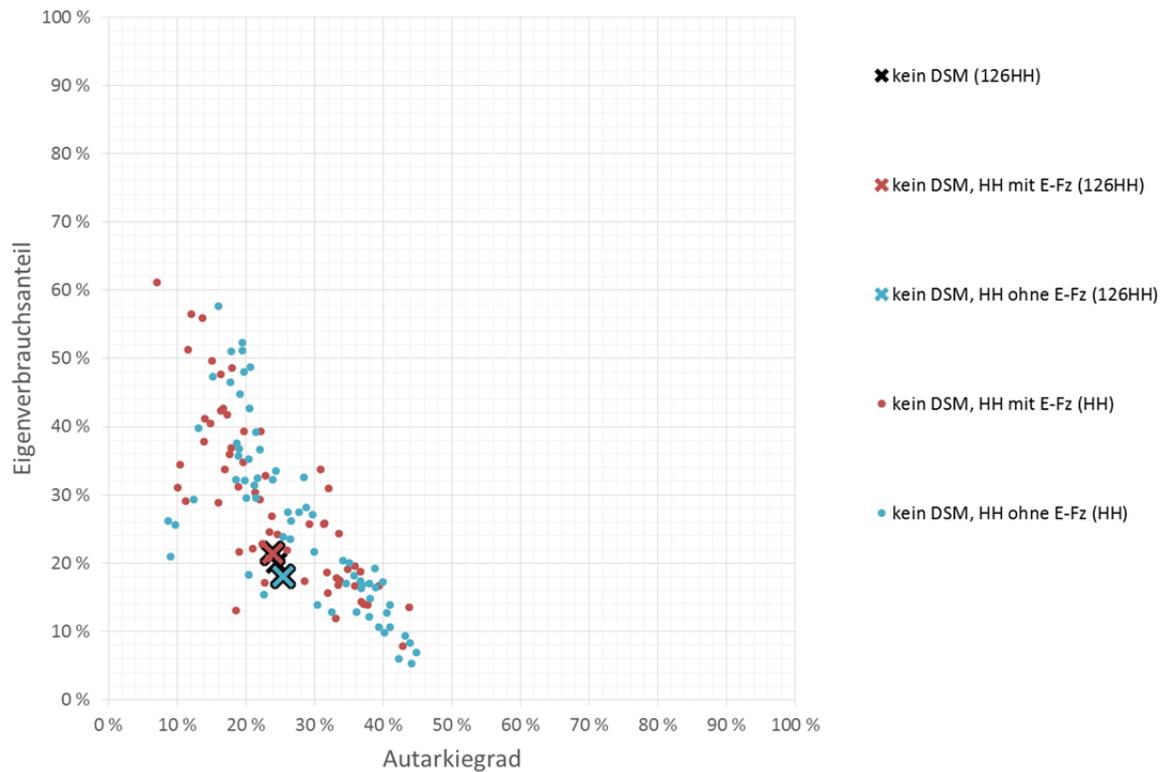


Abbildung 86: Eigenverbrauch 126 Haushalte für das Szenario "kein DSM" nach der Verwendung von Elektrofahrzeugen

Anhand von Abbildung 86 lässt sich erkennen, dass die Haushalte mit Elektrofahrzeug tendenziell einen leicht höheren Eigenverbrauchsanteil bei einem etwas verringerten Autarkiegrad aufweisen. Dieser Sachverhalt kann jedoch dadurch begründet werden, dass das Elektrofahrzeug einen zusätzlichen Verbraucher darstellt und somit die bezogenen Werte in diese Richtung beeinflussen. Im Vergleich zu den später behandelten Fallunterscheidungen sind die Unterschiede zwischen den beiden Gruppen im Falle des ungesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen praktisch vernachlässigbar.

Fall – Gesteuerte Haushaltsverbraucher und gesteuertes Laden von E-Fahrzeugen

Abbildung 87 zeigt den Vergleich der Varianten „ohne DSM“ (grau) und „mit DSM“ (orange). Das Szenario „ohne DSM“ stellt das PV-Erzeugungsprofil den ungesteuerten Lastprofilen gegenüber. In der Variante „mit DSM“ wird neben dem gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen („hohe Durchdringung“) auch das Verbrauchsprofil der elektro-thermischen Haushaltslasten („Basic“) optimiert.

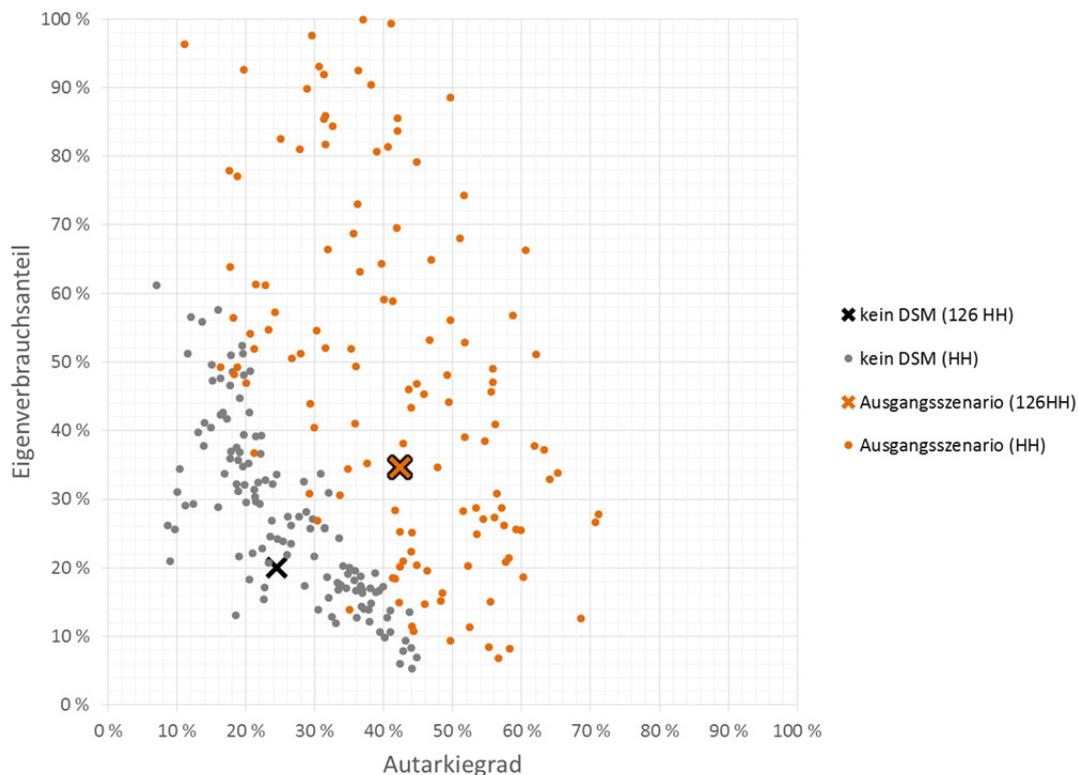


Abbildung 87: Vergleich des Eigenverbrauchs der Varianten "Ohne DSM" und "Mit DSM"

Anhand von Abbildung 87 lässt sich der Effekt von DSM in Bezug auf den Eigenverbrauch ablesen. Hierdurch steigen der durchschnittliche Eigenverbrauchsanteil von 20% auf 35% sowie der Autarkiegrad von 24% auf 42%.

Im Vergleich der beiden Varianten bleiben für jeden Haushalt die Energiemenge der Photovoltaikerzeugung sowie des Jahresstrombedarfs unverändert. Entsprechend der Definition von Eigenverbrauchsanteil $ev = E_{EV}/E_{PV}$ bzw. des Autarkiegrades $ag = E_{EV}/E_{Verbrauch}$ wirkt sich somit eine relative Erhöhung der Eigenverbrauchsenergie E_{EV} gleichermaßen auf die beiden Kennzahlen aus, da die Bezugswerte unverändert bleiben. Für die Darstellung in Abbildung 87 bedeutet dies, dass sich die Punkte der einzelnen Haushalte bei Variation des Eigenverbrauchs auf einer vorgegebenen Geraden bewegen müssen, welche durch den Nullpunkt und dem Verhältnis von Erzeugung zu Verbrauch gegeben ist. Dies lässt sich ebenso an der Verschiebung des gewichteten Mittelwerts erkennen.

Abbildung 88 zeigt die Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade der 126 Haushalte in Abhängigkeit der PV-Anlagendimensionierung. Wie in der Legende dargestellt, werden die Haushalte entsprechend der Jahreserzeugung im Verhältnis zum Jahresstromverbrauch eingeteilt. Je Gruppe wird wiederum der gewichtete Mittelwert gebildet.

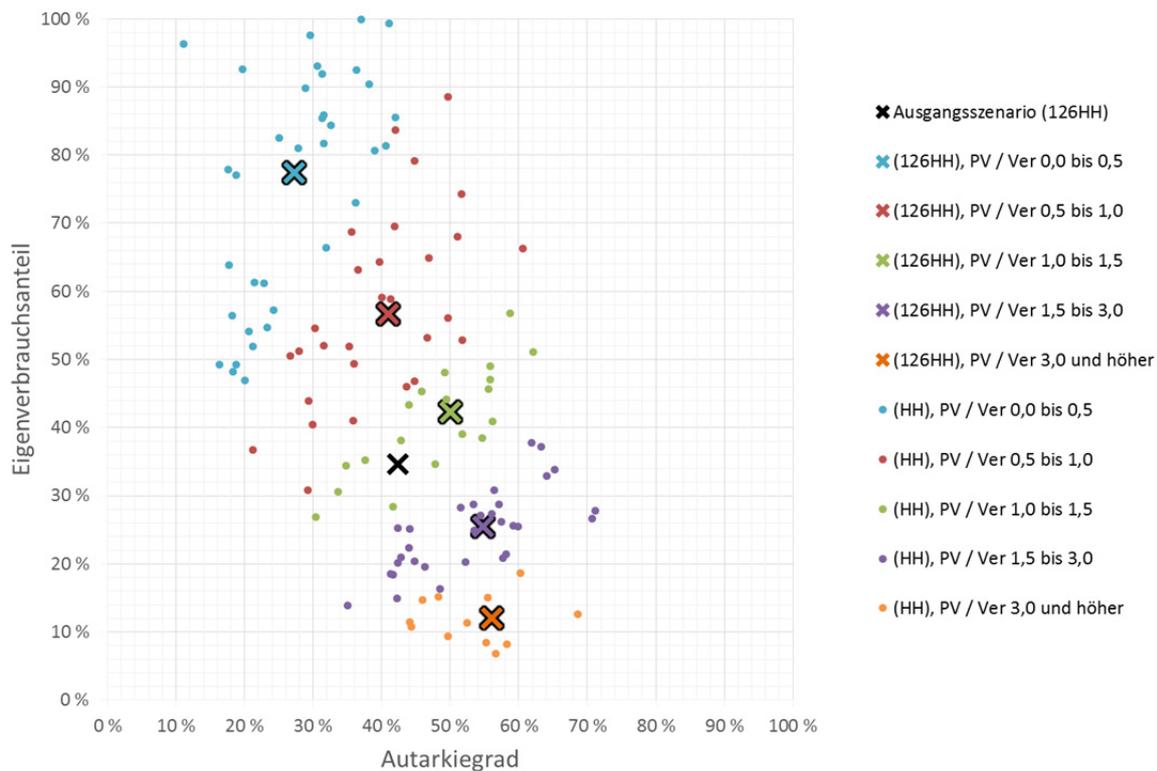


Abbildung 88: Eigenverbrauch für das Ausgangsszenario in Abhängigkeit der PV-Anlagendimensionierung

Die Definition von Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad bewirkt eine exakte Trennung der einzelnen Gruppen durch Geraden, welche vom Nullpunkt ausgehen. So können Haushalte mit einer verhältnismäßig kleinen Photovoltaikanlage deren Erzeugung häufiger zeitgleich verbrauchen. Dadurch erzielen diese Haushalte tendenziell einen höheren Eigenverbrauchsanteil. Gleichzeitig können Anlagen mit einer niedrigeren installierten Leistung nur einen kleineren Anteil des Haushaltsstromverbrauchs decken und der Autarkiegrad ist dementsprechend geringer.

Die Anlagendimensionierung legt somit das Verhältnis von Eigenverbrauchsanteil zu Autarkiegrad fest. Maßnahmen des Demand-Side-Managements (DSM) können über die Variation des Eigenverbrauchs die beiden Kennzahlen gleichermaßen beeinflussen.

Wie bereits bei der Variante „ohne DSM“ (siehe Abbildung 86) soll auch für die Variante „mit DSM“ der Frage nachgegangen werden, in wie weit die Verwendung eines Elektrofahrzeuges den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad der Haushalte beeinflusst. Abbildung 89 zeigt hierzu die Ergebnisse der beiden Teilgruppen.

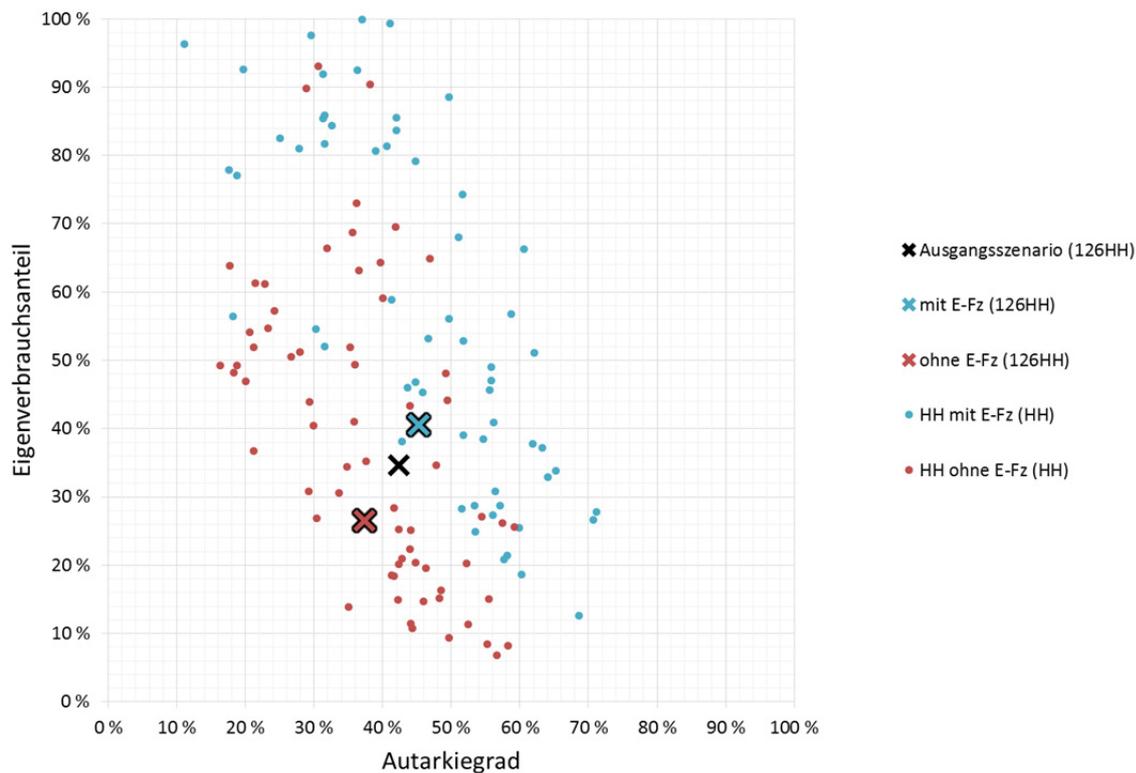


Abbildung 89: Eigenverbrauch für die Variante "mit DSM" nach Verwendung eines Elektrofahrzeugs

Haushalte – welche zumindest über eine Elektrofahrzeug verfügen – weisen durchschnittlich sowohl einen höheren Eigenverbrauchsanteil (+14 Prozentpunkte) als auch einen höheren Autarkiegrad (+8 Prozentpunkte) gegenüber den Haushalten ohne Elektrofahrzeug auf. Dieses Ergebnis zeigt, dass das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen einen wichtigen Beitrag zum praktisch nutzbaren DSM-Potenzial darstellen kann.

2.8.4.2 Wirtschaftlichkeit

Im vorangegangenen Kapitel (siehe Abbildung 88) wird beschrieben, dass das Verhältnis von Autarkiegrad zu Eigenverbrauchsanteil durch die Anlagendimensionierung in Form des Verhältnisses Jahreserzeugung zu Jahresverbrauch bestimmt wird:

$$ag/ev = \left(\frac{E_{EV}}{E_{Last}} \right) / \left(\frac{E_{EV}}{E_{PV}} \right) = E_{PV} / E_{Last}$$

Im Folgenden soll nun der Frage nachgegangen werden, wie ein idealer Kompromiss zwischen dem angestrebten Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad gefunden werden kann. Im Gegensatz zu den bisherigen Betrachtungen in aDSM, welche sich ausschließlich auf technische Zielsetzungen konzentrieren, wird nun über eine vereinfachte Rechnung¹³ des effektiven Haushaltsstrompreises versucht, diesen Kompromiss zu beurteilen.

¹³ Die Investitionskosten für das DSM-System werden nicht berücksichtigt.

Die effektiven Kosten eines Haushalts K_{HH} in Euro pro Jahr setzen sich dabei aus Strombezugskosten K_B , verringert um die Erlöse aus eingespeisten Photovoltaikleistung K_{PV} sowie den Installationskosten der Photovoltaikanlage I_{PV} zusammen:

$$K_{HH} = K_{Bezug} - K_{PV} + \alpha \cdot I_{PV}$$

Mit Hilfe der Annuitätenmethode werden hierbei Installationskosten der Photovoltaikanlage auf jährliche Kosten umgelegt. Die absoluten Kosten des Bezugs und des Einspeiseerlös werden über Energiemengen und den zugehörigen spezifischen Preisen formuliert:

$$K_{HH} = (E_{Last} - E_{EV}) \cdot k_B - (E_{PV} - E_{EV}) \cdot k_E + \alpha \cdot P_{inst} \cdot k_{inst}$$

Die Gleichung wird durch den Jahresstromverbrauch E_{Last} dividiert, um auf der linken Seite den effektiven Haushaltsstrompreis k_{HH} in Euro pro kWh darzustellen. Weiters wird der Ausdruck der installierten PV-Leistung durch $P_{inst} = E_{PV}/T_{voll}$ ersetzt, sowie für die Verhältnisse $E_{EV}/E_{Last} = ag$ bzw. $E_{EV}/E_{PV} = ev$ eingesetzt.

$$k_{HH} = (1 - ag) \cdot k_B - ag \cdot \left(\frac{1}{ev} - 1\right) \cdot k_E + \frac{\alpha \cdot k_{inst}}{T_{voll}} \cdot \frac{ag}{ev}$$

Wird weiters berücksichtigt, dass der Ausdruck $\alpha \cdot k_{inst}/T_{voll}$ genau die Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlage k_{PV} in Euro pro kWh ausdrückt, so beschreibt die dargestellte Gleichung die vereinfacht gerechneten, effektiven Haushaltsstromkosten $k_{HH}(ag, ev)$ als Funktion des Autarkiegrads und des Eigenverbrauchsanteils unter gegebenen Kostenparametern.

Diese wurden entsprechend derzeitigen Preisniveaus angenommen. In weiterer Folge, werden die in Tabelle 54 dargestellte Werte verwendet.

Tabelle 54: Verwendete spezifische Energiepreise

	spezifischer Energiepreis
Strombezug	0,20 €/kWh
Photovoltaikeinspeisung	0,07 €/kWh
Stromgestehungskosten Photovoltaik	0,10 €/kWh

Die Stromgestehungskosten der Photovoltaik leiten sich dabei aus den Annahmen von 2000 €/kWp Installationskosten, 30% Investitionsförderung, 1000 Volllaststunden pro Jahr, einer Abschreibdauer von 20 Jahren sowie einen kalkulatorischen Zinssatz von 4%/a ab. Letzter wurde aufgrund des geringen Zinsniveaus und des verhältnismäßig kleinen unternehmerischen Risikos beim Betrieb einer PV-Anlage eher schwach angesetzt.

Der dargestellte Ausdruck der effektiven Haushaltsstromkosten $k_{HH}(ag, ev)$ kann umgeformt werden, um für einen vorgegebenen zu erzielenden Strompreis die Kombinationen aus Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil zu berechnen, welche hierfür notwendig sind. Hierdurch ergeben sich „Kosten-Iso-Linien“ für die entsprechenden Kombinationen.

Abbildung 90 zeigt nun diese „Kosten-Iso-Linien“ dem bereits behandelten Diagramm des Eigenverbrauchs in Abhängigkeit der PV-Anlagendimensionierung überlagert. Die Linien beschreiben somit jene Kombinationen aus Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil, welcher zu den jeweils angegebenen vereinfachten effektiven Haushaltsstromkosten führen.

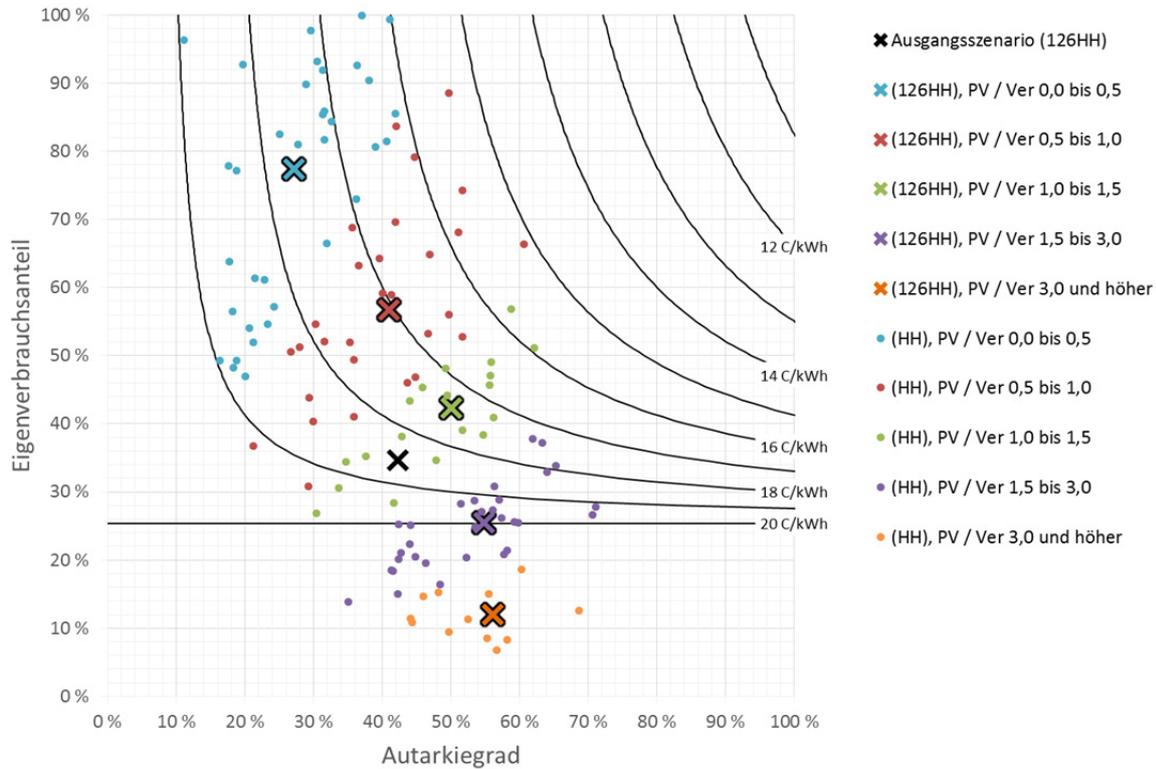


Abbildung 90: Vereinfachte effektive Haushaltstromkosten unter Einsatz von DSM für unterschiedliche PV-Anlagendimensionierungen

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen stellt die Linie von 20 C/kWh die Grenze für einen wirtschaftlichen Einsatz einer PV-Anlage dar. All jene Haushalte, welche sich unterhalb dieser Linie befinden weisen höhere effektive Haushaltsstromkosten bei der Installation einer PV-Anlage auf. Daher wäre es für diese Haushalte günstiger, die benötigte elektrische Energie zur Gänze aus dem öffentlichen Netz zu beziehen. Somit wird zwingend ein Eigenverbrauchsanteil mehr als 25% benötigt, um effektive Haushaltsstromkosten zu erzielen, welche unter den Netzbezugskosten liegen.

Für einzelne Haushalte ist ersichtlich, dass diese durch den Einsatz von DSM in Kombination mit der eigenen Photovoltaikanlage einen effektiven Haushaltstrompreis von unter 16 C/kWh unter den gegebenen Rahmenbedingungen erzielen können. Im Projekt aDSM werden die Kosten eines DSM-Systems nicht betrachtet. Mit Hilfe des erzielbaren effektiven Haushaltstrompreises kann jedoch der monetäre Anreiz zur Steigerung des Eigenverbrauchs beziffert werden.

In Abbildung 90 ist ersichtlich, dass der gewichtete Mittelwert der Haushalte mit einer Photovoltaikjahreserzeugung von 50% bis 100% des Jahresstromverbrauchs (rot eingefärbt) die besten Ergebnisse im Hinblick auf den effektiven Haushaltstrompreis erzielen. Die beiden Gruppen „bis 50%“ (blau) und „100% bis 150%“ (grün) erzielen mit 17,5 C/kWh etwas schlechtere Ergebnisse. Für Haushalte deren PV-Anlage etwa das 1,5 bis 3-fache des Jahresstromverbrauchs erzeugt (violett), liegt der Mittelwert

genau auf der Grenze der einfach berechneten Wirtschaftlichkeit. Hier kann der Einsatz einer PV-Anlage in Kombination mit DSM den effektiven Haushaltsstrompreis gegenüber dem reinen Netzbezug im Mittel kaum verringern. Anlagen mit einem Erzeugungs-Verbrauchsverhältnis von mehr als dem 3-fachen hingegen erzielen keinen effektiven Haushaltstrompreis, welcher unter 20 C/kWh liegen würde.

Abbildung 91 zeigt nun nochmals die Unterscheidung der Haushalte nach dem Einsatz von Elektrofahrzeugen (vgl. Abbildung 89) inkl. der Überlagerungen der Kosten-Iso-Linien (vgl. Abbildung 90). Wie bereits zuvor behandelt, kann mit Hilfe des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen der Eigenverbrauch im Haushalt deutlich gesteigert werden. Dies bewirkt durchschnittlich eine Verringerung der effektiven Haushaltsstromkosten um rund 2 C/kWh.

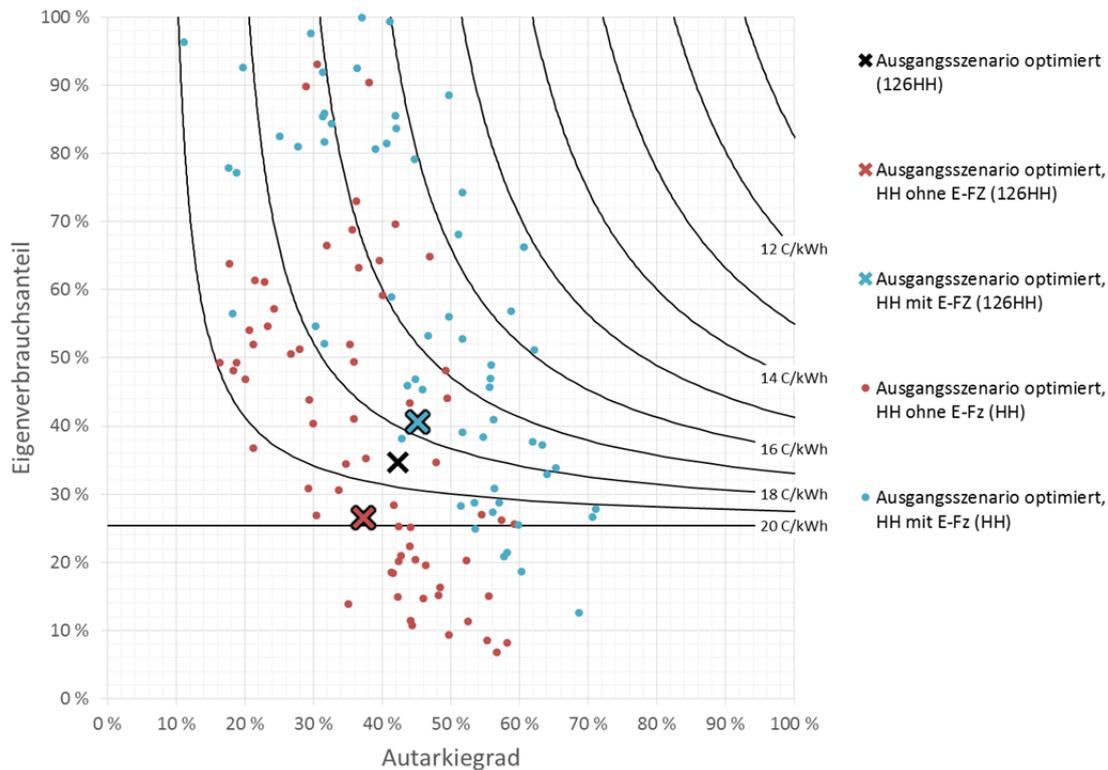


Abbildung 91: Vereinfachte effektive Haushaltstromkosten unter Einsatz von DSM nach Verwendung von Elektrofahrzeugen

In Abbildung 90 wurde gezeigt, dass das Verhältnis von Autarkiegrad zu Eigenverbrauchsanteil entscheidenden Einfluss auf die effektiven Haushaltsstromkosten aufweist. Dieses Verhältnis wird direkt durch die PV-Anlagendimensionierung bestimmt. Unter den gegebenen Rahmenbedingungen können die besten Ergebnisse bei einer Jahreserzeugung der Photovoltaikanlage erzielt werden, welche knapp unter dem Jahresstromverbrauch liegt. Innerhalb dieser Gruppe ist nun entscheidend, welcher tatsächliche Eigenverbrauch erzielt werden kann. Hier ist entsprechend Abbildung 91 ersichtlich, dass das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen diesen Eigenverbrauch steigern kann. In Kombination mit einer darauf abgestimmten PV-Anlagenauslegung können somit insgesamt die niedrigsten effektiven Stromkosten erzielt werden.

Neben den bisher durchgeführten Kategorisierungen der Haushalte nach

- Photovoltaikanlagen-Dimensionierung
- Verwendung von Elektrofahrzeugen

wurden ebenso folgende Unterscheidungsmerkmale der Haushalte untersucht

- Stadt / Land
- Anzahl an Personen pro Haushalt und Wohntyp
- Heizungstyp
- Anteil elektrischer Verbraucher mit thermischer Speicherkapazität
- Ausrichtung der Photovoltaikanlage

Die letztgenannten Eigenschaften der Haushalte zeigten jedoch entweder keinen signifikanten Unterschied der Ergebnisse bezüglich Eigenverbrauchsanteil bzw. Autarkiegrad oder aber es wurde dadurch nur indirekt der Unterschied der PV-Anlagendimensionierung wiederspiegelt. Aufgrund der größeren Dachfläche weisen landwirtschaftliche Gebäude und Einfamilienhäuser ein deutlich höheres Erzeugungs-Verbrauchsverhältnis auf als Wohnungen. Die Unterscheidung Stadt/Land sowie der Wohntyp zeigen im Wesentlichen die bekannten Ergebnisse der PV-Anlagendimensionierung (siehe Abbildung 90). Der Heizungstyp weist ebenfalls einen starken Zusammenhang mit dem Wohntyp und somit den bisherigen Ergebnissen auf.

Unterschiede in Bezug auf den Anteil elektrischer Verbraucher mit einer thermischen Speicherkapazität (elektrische Heizungen sowie Kühl- und Gefriergeräte) zeigen sich wenn dieser mehr als 60% des Haushaltsstromverbrauchs beträgt. Die Anzahl an Haushalte, welche in diese Kategorie fallen ist verhältnismäßig gering. Tendenziell ist hier aber eine Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils bei einer Verringerung des Autarkiegrades zu beobachten. Dieser Effekt kann jedoch ebenfalls auf das Verhältnis von PV-Erzeugung zu Verbrauch rückgeführt werden, welches in der behandelten Gruppe geringer ist.

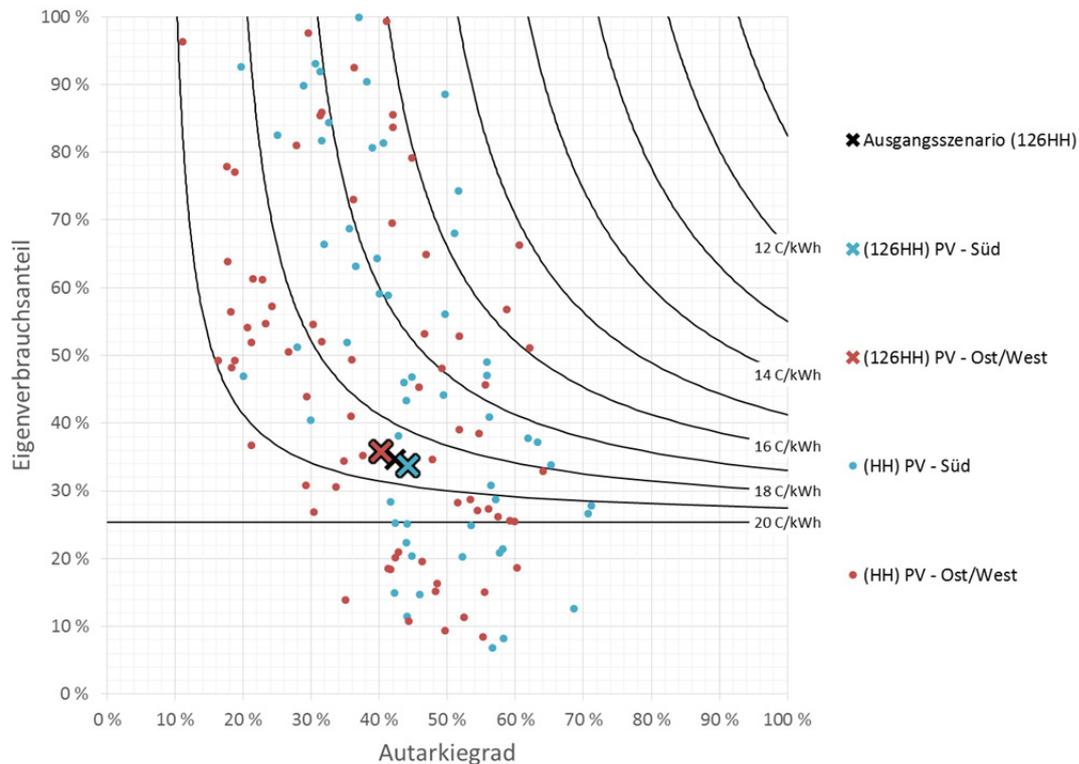


Abbildung 92: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad nach Ausrichtung der PV-Anlage

Abbildung 92 zeigt den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad nach Unterscheidung der PV-Anlagen-Ausrichtung. Prinzipiell weisen Photovoltaikanlagen auf Ost-West-Dächer (bei gleichmäßiger Verteilung der Module) ein breiteres Tageserzeugungsprofil auf. Südanlagen hingegen weisen einen höheren Jahresertrag pro installierter Leistung auf. Dementsprechend sind die Unterschiede der beiden Gruppen in Abbildung 92 erklärbar, dass Süd-Anlagen (bei gleich hoher installierter Leistungen) einen größeren Anteil der Haushaltslast decken können, und somit der Autarkiegrad höher ist. Hingegen ist bei Ost-West-Anlage aufgrund des Profils der Eigenverbrauchsanteil leicht erhöht. Die Ergebnisse zeigen jedoch einen verhältnismäßig geringen Unterschied zwischen den beiden Gruppen. In Bezug auf die vereinfachten effektiven Haushaltstromkosten hat die Anlagenausrichtung unter den gegebenen Rahmenbedingungen somit praktisch keinen Einfluss.

2.8.4.3 Spitzenleistungen

In den bisher behandelten Kapiteln wurde mit DSM ausschließlich das Ziel verfolgt, den resultierenden Eigenverbrauch zu maximieren und die damit verbundenen effektiven Haushalts-Stromkosten zu reduzieren. In diesem Unterpunkt wird nun der Frage nachgegangen in wie weit mit DSM die Leistungsspitzen am Haushaltsanschluss verringert werden können.

Die Nebenbedingungen, des gesteuerten Einsatzes von Haushaltslasten sowie dem Laden von Elektrofahrzeugen bleiben unverändert im Vergleich zur Eigenverbrauchsoptimierung. Einzig die Entscheidungsvariable der Maximal- und Minimalleistung des Haushalts kommen nun neu hinzu. Diesen müssen zu jedem Zeitpunkt kleiner-gleich bzw. größer-gleich als das Residuallastprofils des Haushalts sein. Die Zielfunktion lautet:

$$ZF = \max \left[-P_{\max \text{ pos}} + P_{\max \text{ neg}} + 0,01 \cdot \frac{1}{\Delta t \cdot N} E_{EV}(N) \right]$$

Hierbei ist zu erkennen, dass die mittlere Eigenverbrauchsleistung als untergeordnete Zielsetzung (Gewichtung $g = 0,01$) hinzugenommen wurde. Primär liegt die Zielsetzung jedoch in der Vermeidung des maximalen Netzbezugs bzw. der maximalen Rückspeiseleistung.

Die Darstellung des Leistungsprofils über ein Jahr im 1-min Zeitraster kann über Jahresdauerlinien vorgenommen werden. Diese sortieren die aufgetretenen Leistungen der Größe nach absteigend. Abbildung 93 zeigt beispielhaft die Jahresdauerlinie eines Haushalts (blau Kennlinie). Werte größer Null zeigen einen Bezug aus dem öffentlichen Netz an. Negative Werte beschreiben die Rückspeisung der Photovoltaikanlage.

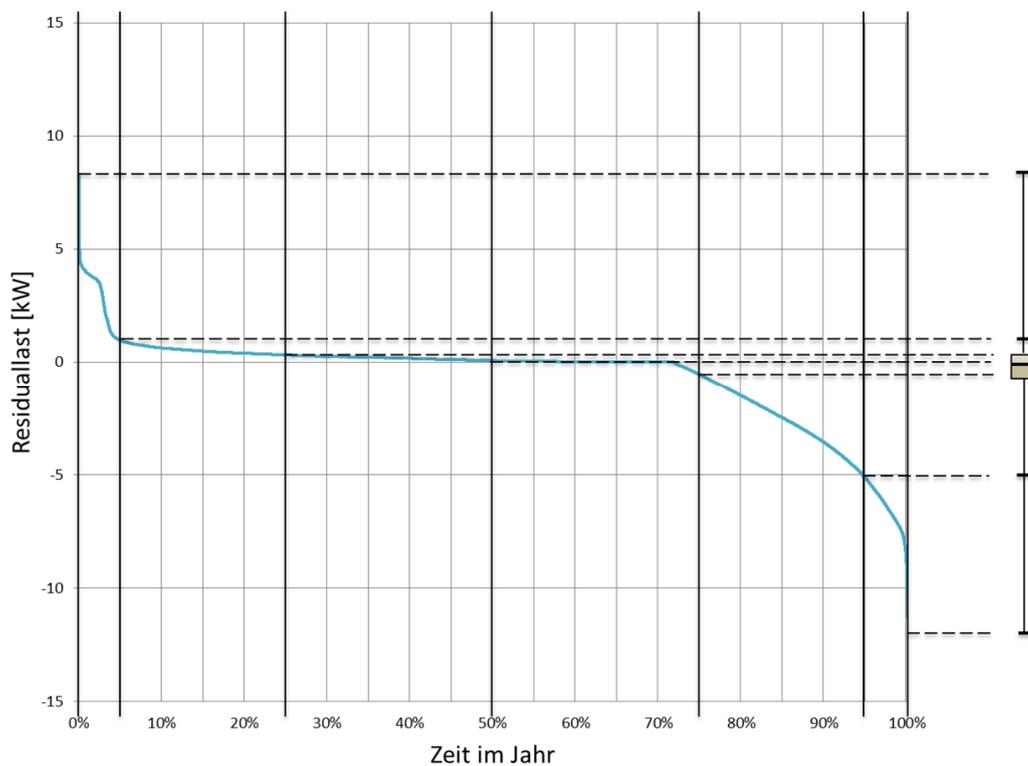


Abbildung 93: Beispiel für die Jahresdauerlinie der Residuallast eines Haushalts sowie des zugehörigen Boxplots

Zur einfacheren Vergleichbarkeit der Jahresdauerlinien verschiedener Haushalte und Szenarien werden diese in Box-Plots übergeführt. Aus diesem Grund wird anstelle der sonst üblichen Beschriftung der Zeit von 1 h bis 8760 h, hier eine prozentuelle Angabe vorgenommen. Der Box-Plot zeigt mit Minimal- und Maximalwert genau die maximal auftretende Residualleistung („Zeitpunkt 0% und 100%“) an. Die Box selbst wird durch den Median (50%-Wert) sowie dem 25. und 75. Perzentil gebildet. Diese beschreibt den Leistungsbereich in dem sich der Haushalt zur Hälfte des Jahres befindet. Neben den Extremwerten wurden weiters der 5%-Wert und der 95%-Wert im Box-Plot Diagramm gekennzeichnet. Der Box-Plot gibt keinen Aufschluss über den genauen Verlauf der Jahresdauerlinie. Die prinzipielle Charakteristik sowie Extremwerte können jedoch direkt aus dieser Darstellung herausgelesen werden.

Abbildung 94 zeigt die Box-Plots der Residualleistungen der 126 Haushalte. Es handelt sich dabei um die Ergebnisse der zuvor beschriebenen Maximierung des Eigenverbrauchsanteils unter Zuhilfenahme der DSM-Potenziale im Haushalt und dem gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen. Die Nulllinie, welche den Übergang von Netzbezug zu Rückspeisesituationen darstellt, wurde hierbei rot eingefärbt.

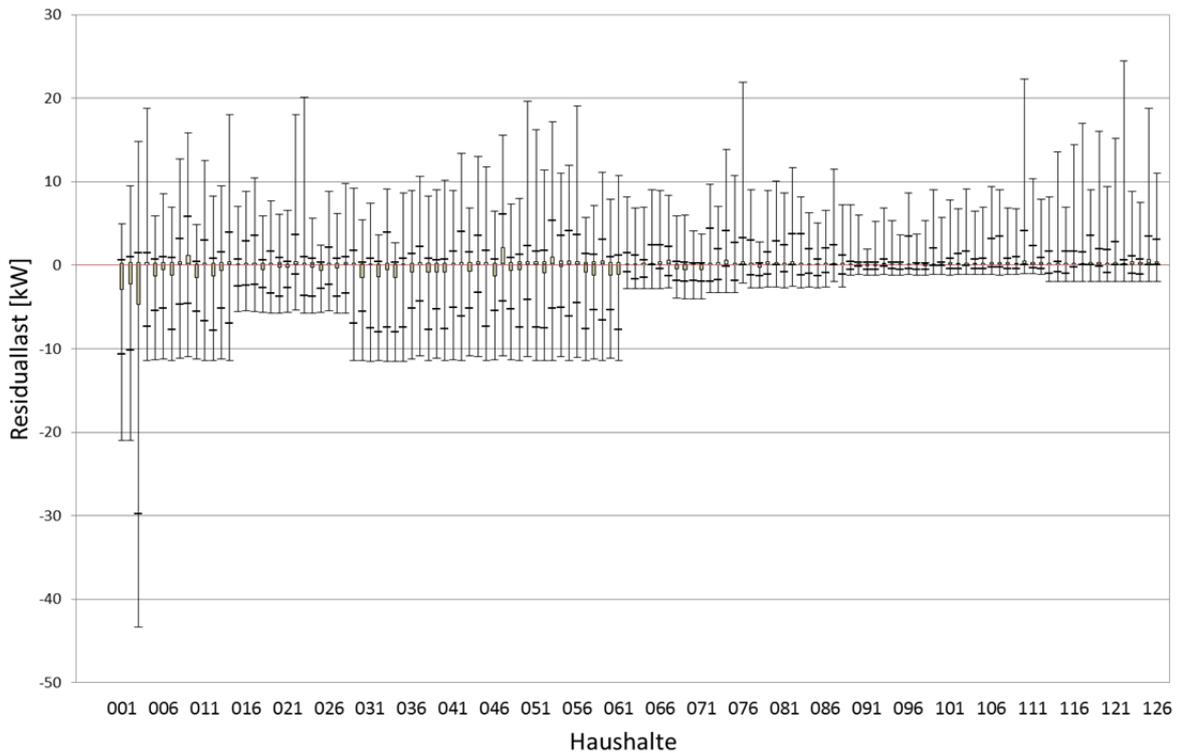


Abbildung 94: Box-Plots der Residualleistung der 126 Haushalte bei Maximierung des Eigenverbrauchs

Abbildung 94 soll vor allem zeigen, dass große Residuallasten nur für verhältnismäßig kurze Zeitdauern im Jahr auftreten. So weisen die Boxen, welche mit dem Bereich des 25. bis 75. Perzentil die Hälfte der Leistungswerte beinhalten, einen relativ kleinen Leistungsbereich rund um den Nullwert auf. In Rückspeiserichtung (negativer Bereich) zeigt sich, dass die maximal auftretende Rückspeiseleistung bei allen Haushalten in etwa der installierten PV-Leistung entspricht.

Die Maximalwerte der positiven Residuallast sind bei Betrachtung der 1 min-Werte je nach Haushalt im Bereich zwischen 5 und 25 kW. Der Vergleich mit dem 5. Perzentil zeigt, dass der Residuallastwert, welcher zu 95% der Zeit nicht überschritten wird, für alle Haushalte weniger als die Hälfte des Maximalwertes beträgt. Somit trifft speziell in Bezugsrichtung aber auch in Rückspeiserichtung die Aussage zu, dass die Maximalwerte nur verhältnismäßig kurz auftreten.

Die in Abbildung 94 dargestellten Box-Plots basieren jeweils auf der Jahresdauerlinie der Haushalt im 1 min Zeitraster. Zur einfacheren Vergleichbarkeit der Szenarien wurde in weiterer Folge der Mittelwert dieser 126 Jahresdauerlinien gebildet und aus diesem wiederum der Box-Plot abgeleitet. Dieser beschreibt somit die Residualleistung des durchschnittlichen Einzelhaushalts.

Zusätzlich wird das Residuallastprofil der 126 Haushalte aufsummiert. Dieses Summenprofil entspricht genau der Belastung am zentralen Ortsnetztrafo. Für diesen Leistungsverlauf wurden ebenfalls die Jah-

resdauerlinie und daraus der Box-Plot gebildet. Die Werte wurden hierbei durch 126 dividiert, sodass das Ergebnis die durchschnittliche Belastung eines Haushalts auf den Ortsnetztransformators unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitseffekts beschreibt.

Abbildung 95 zeigt paarweise den Box-Plot der Residuallasten für unterschiedliche Optimierungsszenarien. Diese drei dargestellten Szenarien beschreiben das unbeeinflusste Residuallastprofil („kein DSM“), das Residuallastprofil bei Optimierung des Eigenverbrauchs („max EV“) sowie das Residuallastprofil bei Minimierung der Leistungsspitzen („min P“). Der jeweils linke Box-Plot zeigt die Leistungen der mittleren Haushaltsdauerlinie. Der rechte Boxplot die Auslastung des Ortsnetztrafos, welche ein einzelner Haushalt hervorruft.

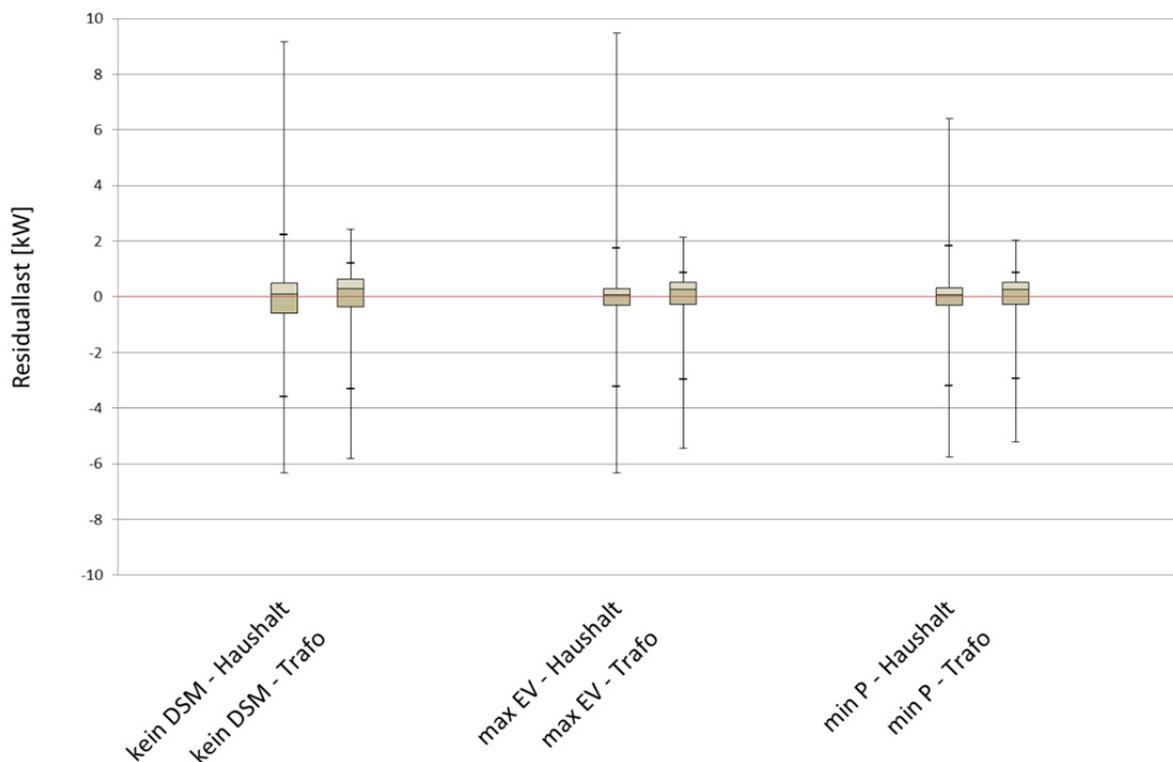


Abbildung 95: Box-Plot der Residuallast für unterschiedliche Optimierungsszenarien

Der Vergleich der Haushaltsleistungen der Szenarien „kein DSM“ und „max EV“ zeigt, dass die Extremwerte sowie 5% bzw. 95%-Werte durch den Einsatz von DSM praktisch nicht verändert werden. Das Optimierungsziel der Maximierung des Eigenverbrauchs führt dazu, dass eine Residuallast von Null („exakt ausbalanciert“) angestrebt wird. Dementsprechend verringert sich die Höhe der Box, da nun die mittlere Abschnitt (50% der Werte) der Jahresdauerlinie näher am Nullwert liegt, als dies bei den unbeeinflussten Profilen der Fall war.

Beim Übergang der Eigenverbrauchsoptimierung der Haushalte („max EV – HH“) zur Minimierung der Spitzenleistung auf Haushaltsebene („min P – HH“) ist erkennbar, dass der maximale Netzbezug im Durchschnitt von 9,5 kW auf 6,4 kW um ein Drittel reduziert werden kann. In Rückspeicherichtung fällt die Leistungsreduktion mit - 9% geringer aus. Dies zeigt, dass es für den Großteil der Haushalte die Situati-

on einer (nahezu) maximalen Einspeisung bei gleichzeitiger niedrigem Verbrauch nur schlecht vermieden werden kann.

Der Vergleich der Optimierungsvarianten „max EV – HH“ und „min P – HH“ zeigt weiters, dass die Größe und Lage der Box (25. bis 75. Perzentils), welche für das Ergebnis des Eigenverbrauchs verantwortlich ist, praktisch unverändert ist. Dies ist ebenso in den Ergebnissen des Eigenverbrauchsanteils auf Haushaltsebene ersichtlich. Hier liefert die Minimierung der Spitzenleistungen mit dem Nebenziel der Eigenverbrauchsoptimierung für jeden Haushalt exakt den gleichen Eigenverbrauch, wie wenn dieser direkt als Hauptziel optimiert wird.

Die Auswirkungen des DSM-Einsatzes auf die Leistungen am Transformator sind in Abbildung 95 in den jeweils rechten Box-Plots abzulesen. In allen drei Szenarien ist zu erkennen, dass in Bezugsrichtung der Spitzenwert eines Haushalts mehr als dreimal so hoch ist, wie der effektive Wert am Ortsnetztransformator unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitseffektes zwischen den Haushalten. In Rückspeiserichtung ist die Verringerung der Spitzenleistung durch Aufsummieren über alle Haushalte deutlich geringer, da hohe Einspeiseleistungen eine hohe Gleichzeitigkeit für alle Haushalte innerhalb der Siedlung aufweisen.

Weiters ist in Abbildung 95 zu beobachten, dass die Unterschiede zwischen dem ersten Szenario „kein DSM“ und den beiden Szenarien mit DSM auf Ebene des Ortsnetztransformators geringer ausfallen, als auf Einzelhaushaltsebene. Dies ist darin begründet, dass der Anstieg des Eigenverbrauchs bzw. die Reduktion der Lastspitzen aufgrund des Gleichzeitigkeitseffekts beim Szenario „kein DSM“ stärker ausfällt, als bei den beiden anderen Szenarien, wo bereits auf Haushaltsebene eine Optimierung erfolgt.

2.8.5 Lokaler aDSM Modellansatz

Das lokale aDSM Modell soll im Gegensatz zum linearen Optimierungsmodell die real zu erreichenden DSM-Potenziale aufzeigen. Das lineare Optimierungsmodell nutzt eine perfekte Erzeugungs- und Lastprognose, die in einer realen Umsetzung nicht verfügbar ist. Die Ergebnisse werden jedoch als Benchmark hierfür herangezogen. Dem lokalen aDSM Modell ist ein kausaler Regelalgorithmus hinterlegt, der den Verbrauch der Modellhaushalte möglichst effizient und flexibel an deren PV-Erzeugung anpasst.

2.8.5.1 Programmtechnische Umsetzung

Die Modellierung des lokalen aDSM Modells wird in MATLAB durchgeführt. Dabei wird auf das Programmierparadigma „Objektorientiertes Programmieren“ zurückgegriffen. Dieses ermöglicht eine übersichtliche Strukturierung und eine Verringerung der Komplexität und Redundanz. Die Folge ist eine einfachere Handhabung und Lesbarkeit des Codes und die Möglichkeit der Wiederverwendung für ähnliche Problemstellungen. Nachfolgend werden die entscheidenden Akteure genauer beschrieben.

Haushaltscontroller

Der Haushaltscontroller stellt die zentrale Steuereinheit im Haushalt dar. Er überwacht die Residuallast des Haushalts, die sich aus der Einspeisung der PV-Anlage und der Verbraucher ergibt. Seine Aufgabe besteht darin, die Residuallast für jede Minute zu minimieren, indem er z.B. durch Rundsteuersignale Verbraucher zu- oder wegschaltet. Damit soll gewährleistet werden, dass der Eigenverbrauch des

Haushalts möglichst groß ist. Bei positiver Residuallast (mehr Verbrauch als Erzeugung) wird somit versucht, ab der nächsten Minute Lasten auszuschalten und bei negativer Residuallast umgekehrt Lasten einzuschalten. Dabei wird allen Verbrauchern einer bestimmten Kategorie (siehe nachfolgende Unterpunkte) das gleiche Steuersignal gesendet. Die Umsetzung der Kommunikation zwischen den Elementen wird im Projekt „aDSM“ dabei nicht untersucht. Es wird von einer funktionierenden Kommunikation ausgegangen. Um jedoch die Kommunikation gering zu halten, wird abhängig von der Vorgeschichte nur dann ein Befehl übermittelt, wenn eine Zustandsänderung gewünscht wird. Die Verbraucher speichern den empfangenen Befehl und reagieren nun abhängig von ihrem Typ und ihrem aktuellen Zustand entweder sofort oder verzögert darauf.

Haushaltsgeräte

Jeder Haushalt besitzt eine Vielzahl von Haushaltsgeräten unterschiedlichster Kategorien. In Kapitel 2.2 wurden diese definiert und Regeln für den Einsatz von DSM festgelegt. Abbildung 96 zeigt die DSM-Regeln für Haushaltsgeräte.

		Variante "Basic"									
		Variante "Full"									
Kategorien		elektro-thermisch				waschen			beleuchten		
Parameter		Heizung	Warmwasser	Kühlschränke	Gefrierschränke	Waschmaschine	Wäschetrockner	Geschirrspüler	Fernseher	Computer	Beleuchtung
Abschaltdauer [h]		18 h	11 h	2.5 h	6 h						
Verhältnis P _{Mittel} / P _{Nenn}		0.25	0.083	0.25	0.25						
Einschaltverzögerung [h]						5 h	5 h	5 h			
Leistungsreduktion [%]									- 20%	- 30%	- 9%
Standby Reduktion		nein	nein	nein	nein	nein	nein	nein	ja	ja	nein

Abbildung 96: DSM-Regeln

Die Lastbeeinflussungsvariante „Basic“ beinhaltet nur jene Gerätekategorien, die eine ausreichend große thermische Zeitkonstante haben, sodass der Nutzer in seinem Verhalten nicht beeinflusst wird. Die Variante „Full“ beschreibt das vollständige Potenzial im Haushalt.

Auf Basis dieser Eigenschaften und Benutzerinteraktionsmöglichkeiten werden die Haushaltsgeräte weiter zusammengefasst. Die Abbildung 97 zeigt die Zuordnung der Geräte zu den 4 Gerätekategorien „elektro-thermisch“, „waschen“, „beleuchten“ und „kein DSM“.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

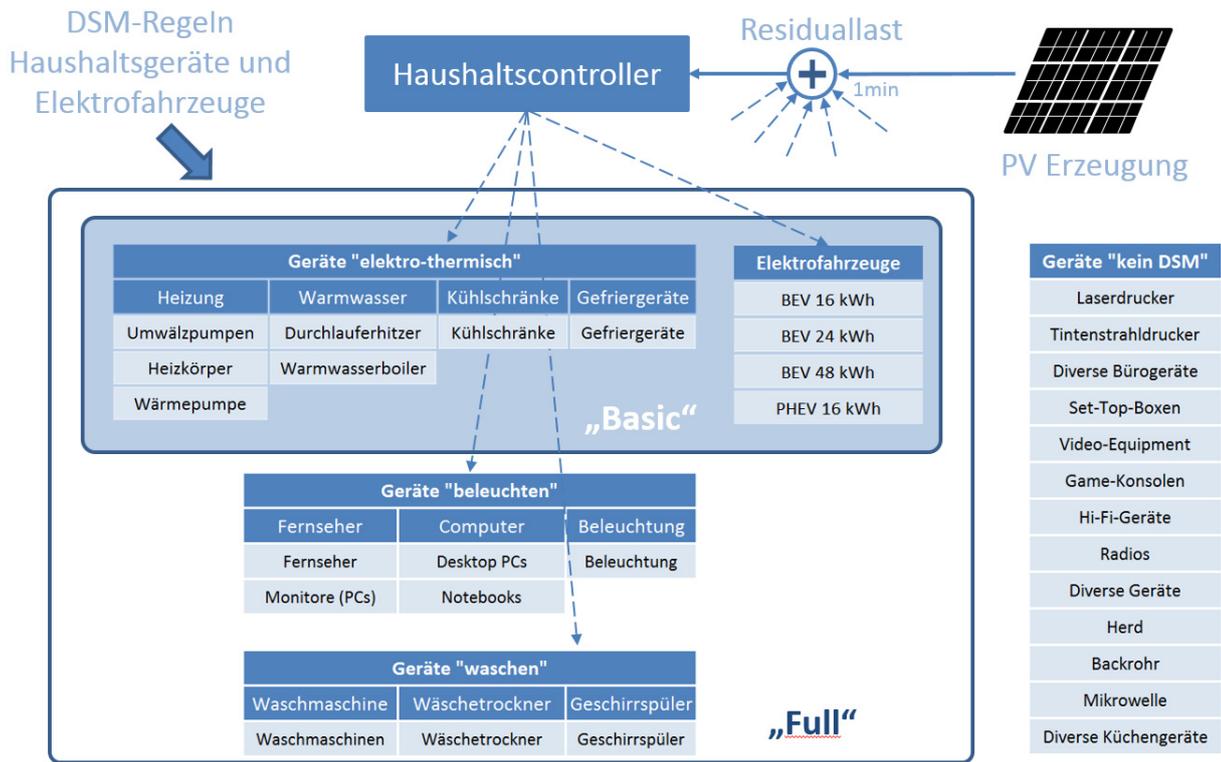


Abbildung 97: Zuordnung der Haushaltsgeräte zu den Gerätekategorien

Geräte „elektro-thermisch“

Die elektro-thermischen Verbraucher sind dadurch gekennzeichnet, dass die Anlagen bzw. Geräte bis zu einer gewissen Maximalzeit abgeschaltet werden dürfen. Die aufgenommene Energie muss jedoch innerhalb eines gewissen Zeitraums gleich dem ungesteuerten Lastprofil sein. Eine weitere Bedingung besteht darin, dass der Geräteeinsatz zeitlich nicht vorgezogen werden darf. Die Verbraucher werden so modelliert, dass sie eine Mindesteinschaltdauer aufweisen, um ein ständiges Ein- und Ausschalten zu vermeiden.

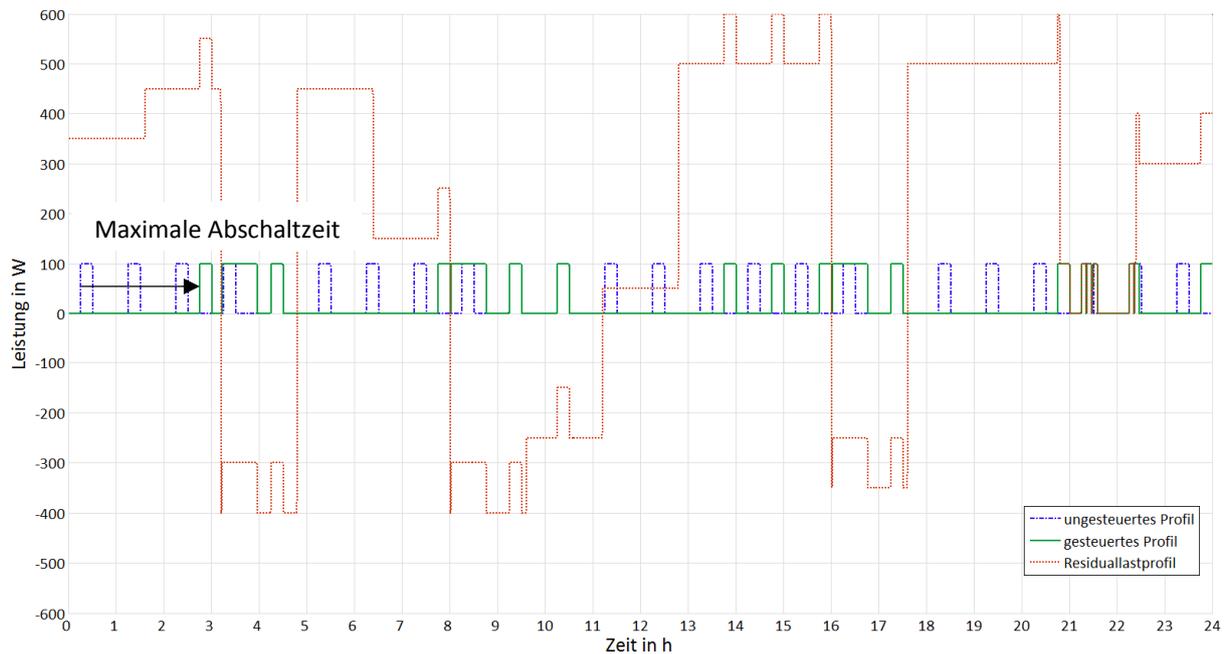


Abbildung 98: Beispiel eines Lastgangs eines Geräts vom Typ „elektro-thermisch“ (hier Kühlschrank) für einem ausgewählten Tag

Geräte „waschen“

Die Geräte vom Typ waschen sind programmbasierend. Die elektrische Verbrauchskurve ist in ihrer Form somit nicht beeinflussbar. Es kann lediglich der Startzeitpunkt des Programms verschoben werden. Auch hier ist eine weitere Bedingung, dass der Geräteeinsatz zeitlich nicht vorgezogen werden darf.

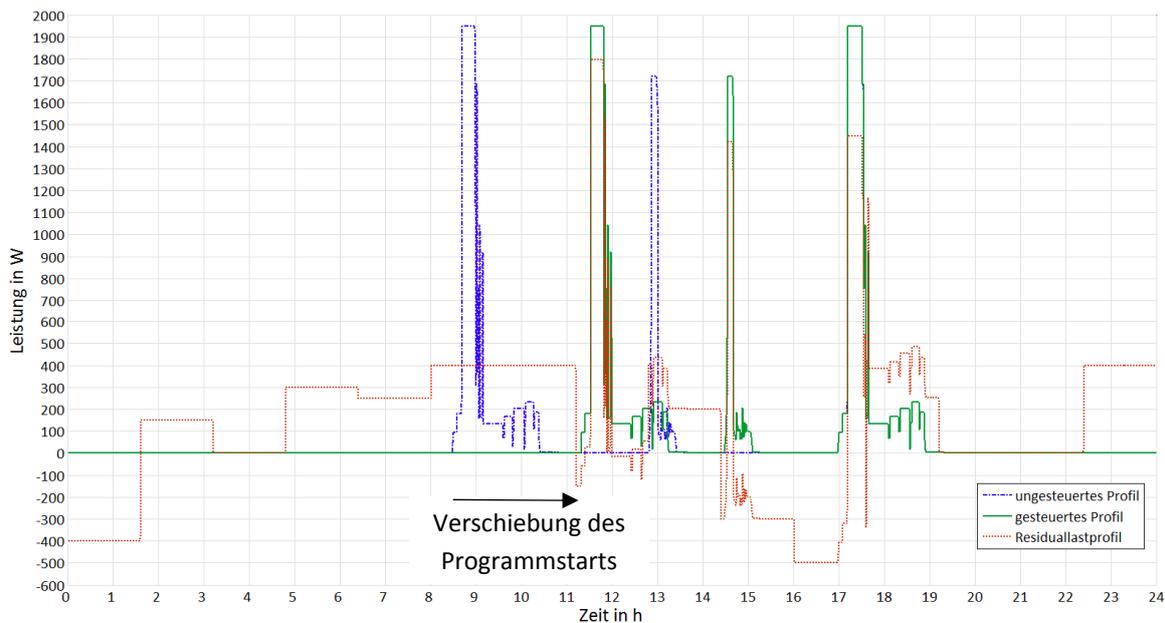


Abbildung 99: Beispiel eines Lastgangs eines Geräts vom Typ „waschen“ für einem ausgewählten Tag
Geräte „beleuchten“

Geräte vom Typ „beleuchten“ können in ihrer Wirkleistungsaufnahme beeinflusst werden. Eine zeitliche Verschiebung der Einsatzzeitpunkte ist hier nicht möglich. Falls das Gerät einen Standby-Verbrauch aufweist, kann dieser bei Bedarf abgeschaltet werden.

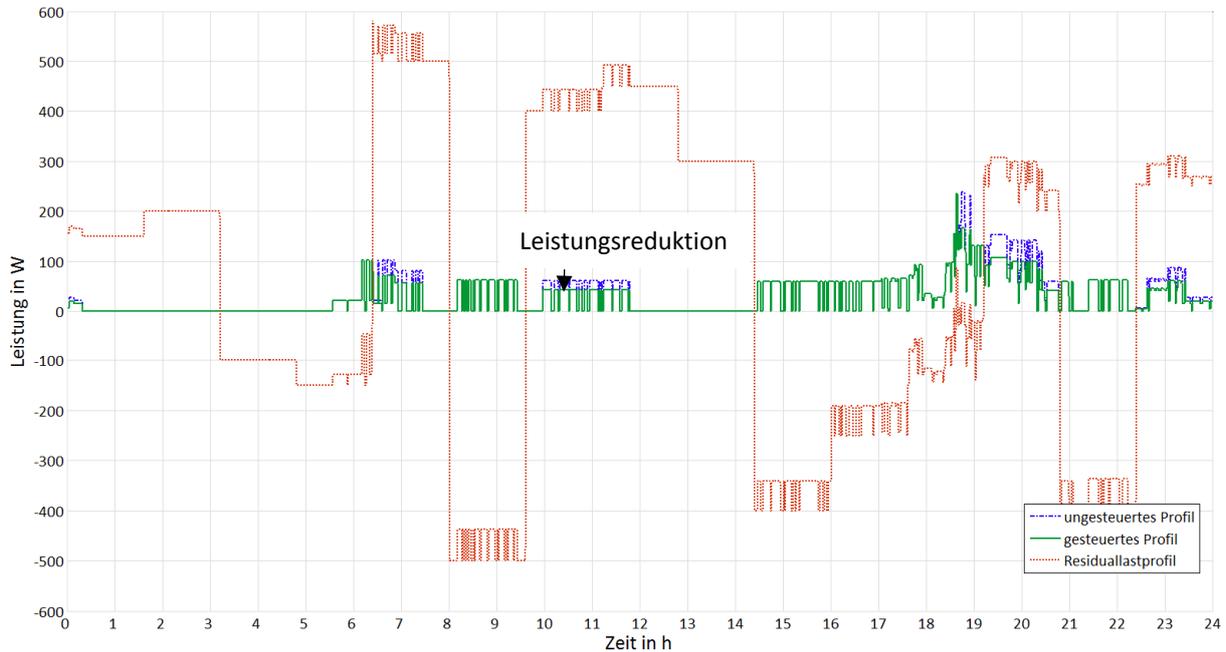


Abbildung 100: Beispiel eines Lastgangs eines Geräts vom Typ „beleuchten“ für einem ausgewählten Tag

Geräte „keinDSM“

Geräte vom Typ „keinDSM“ können weder in ihrer Wirkleistungsaufnahme noch durch Verschiebung des Einsatzzeitpunktes beeinflusst werden (z.B. Mikrowelle, Backrohr, Radio,...).

Elektrofahrzeuge

Basierend auf den Festlegungen und Definitionen im Abschnitt 2.5 bezüglich verwendeter E-Fahrzeugtypen (BEV¹⁴ 16 kWh, BEV 24 kWh, BEV 48 kWh, PHEV¹⁵ 16 kWh), Durchdringungsszenarien (EV-Fz Anteil „gering“, „hoch“ und „maximal“), Ladeleistungen (3,5 kW und 10,5 kW) und Ladeinfrastrukturstandorte (Laden „nur Zuhause“ bzw. auch „am Arbeitsplatz“) sowie weiterer Annahmen und Einschränkungen wurden die Elektrofahrzeuge als steuerbare „Objekte“ (analog zu den HH-Geräten) in MATLAB modelliert.

¹⁴ BEV ... Battery Electric Vehicle

¹⁵ PHEV ... Plug-In-Hybrid Electric Vehicle

Tabelle 55: DSM-Regeln für die berücksichtigten Elektrofahrzeuge

Parameter	Kategorie	
	BEV / rein elektrisch	PHEV / Plug-In Hybrid
Änderungsstufen der Ladeleistung	nicht stetig variabel	nicht stetig variabel
Maximale Höhe der Leistungsänderung je Min.	5% der max. Ladeleistung	5% der max. Ladeleistung
DSM ab einem Batterieladezustand größer als	50%	keine Einschränkung
"Vehicle to Grid" (NetZRückspeisung)	nein	nein

Im Bereich der reinen Elektrofahrzeuge (BEV) wird im „lokalen aDSM Modell“ verglichen zur „Optimierung“ von der Forderung abgewichen, dass jede Fahrt elektrisch zu erfüllen ist. Jedoch wurden die DSM-Regeln (siehe Tabelle 55) so angepasst bzw. ausgelegt, dass je Szenario das Fahrzeug mit den meisten „nicht erfüllten Fahrten“¹⁶ zumindest 95% aller Wege im Jahr elektrisch durchführen kann. Um dies einzuhalten werden die BEV nur dann für DSM herangezogen, wenn der aktuelle Ladezustand zumindest 50% entspricht. Für die max. 5% an „nicht erfüllte Fahrten“ sind alternative Verkehrsmittel (Rad, Bus, Bahn, etc.) oder ein konventionelles Fahrzeug zu wählen.

Allgemein muss der Ladezustand der Elektrofahrzeugbatterien immer innerhalb der erlaubten SOC-Grenzen betrieben werden. Die nutzbare Batteriekapazität wurde bei den rein elektrischen Fahrzeugen mit 80% und jene der Plug-In Hybride mit 60% der „verbauten“ Kapazität festgelegt.

Ist ein Elektrofahrzeuge am Netz angeschlossen und alle Rahmenbedingungen für DSM erfüllt, so versucht der Controller durch Anpassung der Ladeleistung die vorhandene HH-Residuallast zu minimieren und somit die PV-Erzeugung lokal und instantan zu verbrauchen. Bei Residuallasten nahe Null kommt es systembedingt zu einem alternierenden Vorzeichen der HH-Residuallast, da die Steuerung der HH-Geräte wie auch der Elektrofahrzeuge erst eine Minute verzögert greift. Dies verursacht jedoch ständige, sich abwechselnde, Starts und Stopps der Ladevorgänge. Um die Auswirkungen so gering als möglich zu halten und in der aDSM Siedlung den „beste“ Eigenverbrauchsanteil zu erreichen, werden die Ladeleistungsänderungen sprunghaft und in der Höhe variabel an die Größe der HH-Residuallast angepasst. Die Maximale Höhe der Leistungsänderung je Minute ist dabei mit 5% der maximalen Ladeleistung (3,5 respektive 10,5 kW) begrenzt.

Abbildung 101 zeigt den beschriebenen Zusammenhang für einen beispielhaften Tag und ein rein elektrisches Fahrzeug (BEV) mit 48 kWh Batteriekapazität. Man sieht deutlich die Verschiebung des Ladevorganges von den Nacht- zu den Tagesstunden, was in einer Verbesserung des PV-Eigenverbrauchsanteils resultiert. Weiters ist zu erkennen, dass das Elektrofahrzeug vor 17:30 Uhr – trotz positiver Residuallast (zu viel Verbrauch) – geladen wird. Der Grund dafür ist ein zu niedriger Batterieladezustand. Erst ab 50% wird die Ladeleistung demzufolge reduziert. In den Morgenstunden passt

¹⁶ Eine Fahrt gilt als „nicht erfüllt“ wenn der zugehörige Ladezustand der Batterie unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht ausreicht um den ermittelten Energiebedarf der entsprechenden Fahrt zu decken.

der Controller die Änderung der Ladeleistung stufenweise und variabel entsprechend der Höhe und dem Vorzeichen der HH-Residuallast an und steigert diese sukzessive.

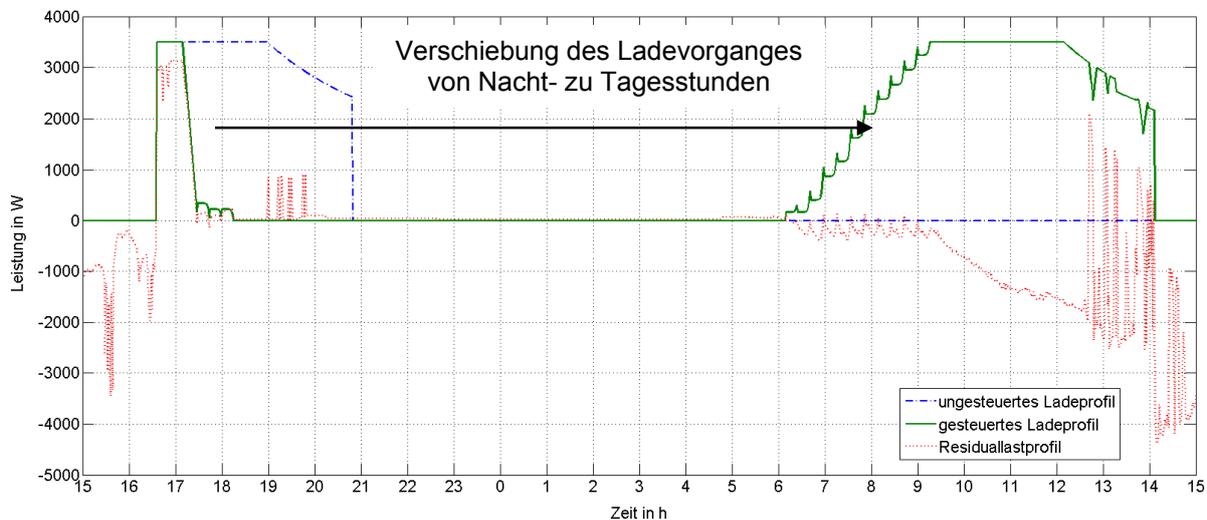


Abbildung 101: DSM-gesteuertes und ungesteuertes Ladeprofil eines beispielhaften rein elektrischen batteriebetriebenen Elektrofahrzeugs (BEV 48 kWh)

2.8.5.2 Szenarien

Aufbauend auf den unterschiedlichen Variationsmöglichkeiten der Parameter der Haushaltsgeräte und Elektrofahrzeuge wird ein Ausgangsszenario definiert. Durch Veränderung von einzelnen Parametern ergeben sich daraus weitere Szenarien (siehe Tabelle 56).

Tabelle 56: Ausgangsszenario und Variationsmöglichkeiten dessen

	Ausgangsszenario	Variationsmöglichkeiten	
Elektromobilität			
- Durchdringung	hoch (~41%)	gering (~2%)	maximal (~98%)
- Ladestandort	Zuhause	Zuhause + Arbeitsplatz	
- gesteuertes Laden	ja	nein	
DSM			
- gesteuerte Verbraucher	elektro-thermisch ("basic")	elektro-thermisch + waschen + beleuchten ("full")	kein DSM
Geräte/PV			
- Effizienzscenarien	aktuell	Effizienzsteigerung	
- Geräteausstattung	aktuell	mehr Wärme- und Umwälzpumpen	
- PV Ausbau	100% gebäudeintegriert	50% gebäudeintegriert	
- PV Prognose	nein	ja	

Das Ausgangsszenario basiert auf gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen zuhause, wobei eine Durchdringung von 41% angenommen wird. Es werden ausschließlich Geräte der Kategorie „elektro-thermisch“ gesteuert. Dabei wird von einer Effizienz und Ausstattung der Geräte auf dem aktuellen Stand ausgegangen. Die PV Ausbau der Modellsiedlung entspricht dem maximal Möglichen. Da Geräte von Typ „waschen“ in ihrem Einsatzzeitpunkt nicht beeinflusst werden, wird keine PV Prognose benötigt.

2.8.6 Ergebnisse – lokales aDSM Modell

2.8.6.1 Ausgangsszenario

Abbildung 102 zeigt das Ergebnis der 126 Haushalte als XY-Diagramm für das Ausgangsszenario. Dabei wird neben dem gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen („viele Elektrofahrzeuge“) auch das Verbrauchsprofil der elektro-thermischen Haushaltslasten („Basic“) beeinflusst. Als Vergleich wird die Variante „kein DSM“ angeführt, bei der das Erzeugungsprofil der Photovoltaikanlage dem unbeeinflussten Haushaltsstrombedarf und den ungesteuerten Ladeprofilen der Elektrofahrzeuge gegenübergestellt wird. Der gewichtete Mittelwert der Haushalte als durchschnittliches Ergebnis innerhalb der Siedlung ist mit einem Kreuz gekennzeichnet.

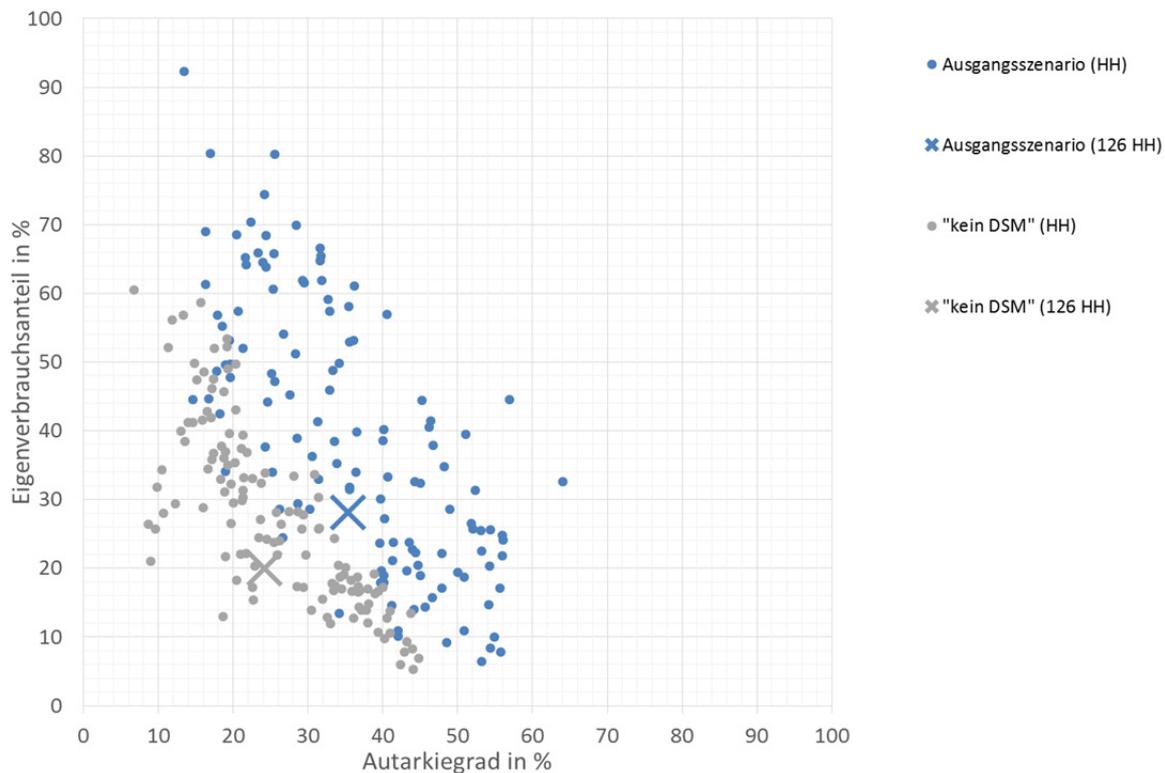


Abbildung 102: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad der 126 Haushalte für das Ausgangsszenario

Durch die Steuerung der Elektrofahrzeuge und elektro-thermischen Verbraucher steigen der durchschnittliche Eigenverbrauchsanteil von 20% auf 28% sowie der Autarkiegrad von 24% auf 35%.

Im Vergleich der beiden Varianten bleibt für jeden Haushalt die Energiemenge der Photovoltaikerzeugung gleich. Der Jahresstrombedarf sinkt beim Ausgangsszenario im Vergleich zum ungesteuerten Fall um 2,6%. Dies begründet sich durch die Nichterfüllung von 3% aller Wege der Elektrofahrzeuge. Entsprechend der Definition von Eigenverbrauchsanteil $ev = E_{EV}/E_{PV}$ bzw. des Autarkiegrades $ag = E_{EV}/E_{Verbrauch}$ wirkt sich somit eine relative Erhöhung der Eigenverbrauchsenergie E_{EV} nicht mehr gleichermaßen auf die beiden Kennzahlen aus, da sich die Bezugswerte verändern. Für die Darstellung in Abbildung 102 bedeutet dies, dass sich die Punkte der einzelnen Haushalt mit Elektrofahrzeug bei Variation des Eigenverbrauchs nicht mehr exakt auf einer vorgegebenen Linie bewegen müssen, welche

durch den Nullpunkt und dem Verhältnis von Erzeugung zu Verbrauch gegeben ist. Dies lässt sich ebenso an der Verschiebung des gewichteten Mittelwerts erkennen, wobei der Effekt hier gering ausfällt.

2.8.6.2 Vergleich lokales aDSM Modell und Optimierung

Das Ergebnis des optimierten Einsatzes von elektro-thermischen Verbrauchern und Elektrofahrzeugen der Haushalte hinterlegt eine „perfekte“ Erzeugungs- und Verbrauchsprognose. Dies ist real nicht zu verwirklichen, jedoch sind die Ergebnisse ein Benchmark für die Effizienz des lokalen aDSM-Algorithmus. Der Vergleich der Ergebnisse des Algorithmus mit der Optimierung für das Basisszenario ist in Abbildung 103 dargestellt. Betrachtet man wieder die gewichteten Mittelwerte aller 126 Haushalte liegt der lokale aDSM-Ansatz im Mittel 6%-Punkte beim Eigenverbrauchsanteil und 7%-Punkte beim Autarkiegrad unter der Optimierung. Durch die oben angesprochene Tatsache, dass Wege beim lokalen Modell nicht erfüllt werden können und bei der Optimierung alle Wege erfüllt werden, kann dies bei einzelnen Haushalten mit Elektrofahrzeugen zu einem höheren Autarkiegrad als in der Optimierung führen. In der Regel ist jedoch das Ergebnis der Optimierung sowohl beim Eigenverbrauch als auch beim Autarkiegrad besser als das lokale aDSM Modell.

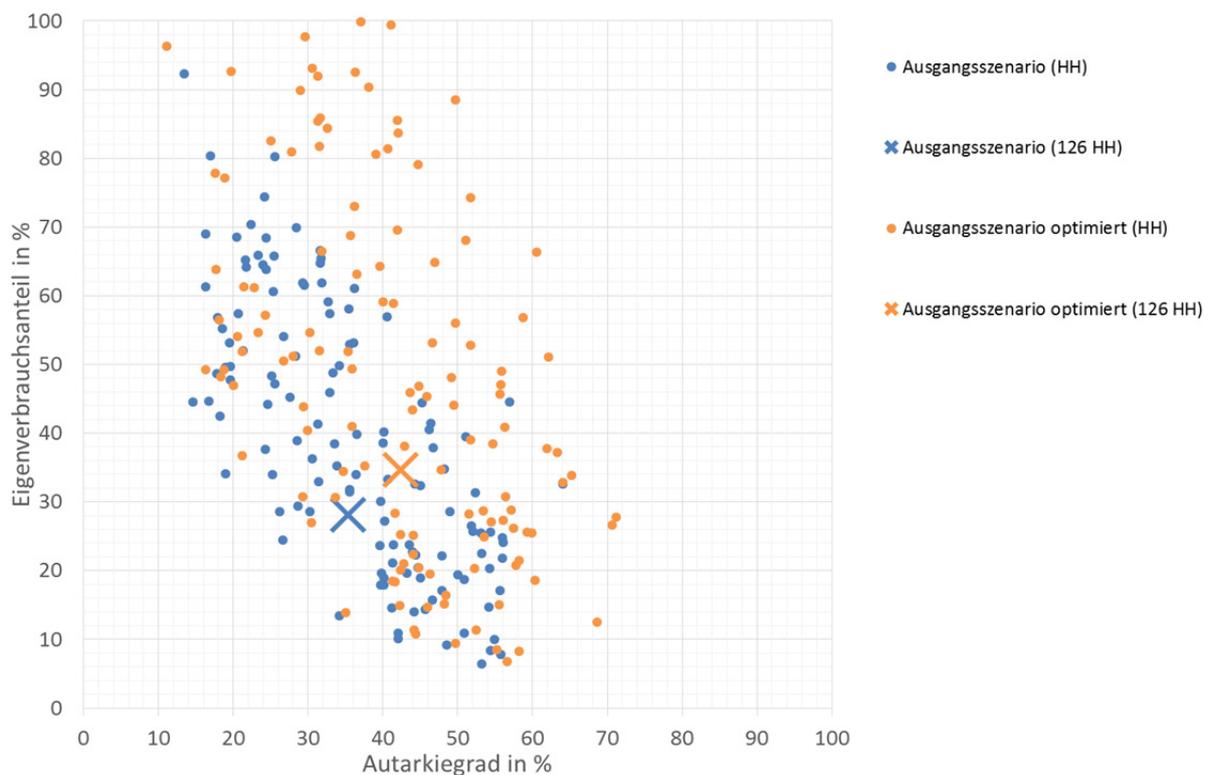


Abbildung 103: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad der 126 Haushalte; Vergleich lokales aDSM Modell und Optimierung für das Ausgangsszenario

2.8.6.3 Einfluss des Haushaltstyps

In Kapitel 2.1 wurden 6 unterschiedliche Haushaltstypen, die in der aDSM Modellsiedlung berücksichtigt werden, festgelegt.

- H1: Haus mit einem Bewohner
- H2: Haus mit zwei Bewohnern
- H3: Haus mit drei Bewohnern
- H4+: Haus mit vier oder mehr Bewohnern
- W1: Wohnung mit einem Bewohner
- W2: Wohnung mit zwei Bewohnern
- W3: Wohnung mit drei Bewohnern
- W4+: Wohnung mit vier oder mehr Bewohnern

Abbildung 104 zeigt die gewichteten Mittelwerte der Haushalte aufgeschlüsselt auf die unterschiedlichen Haushaltstypen bei der DSM Variante Ausgangsszenario. Haushalte, die sich in Wohnungen befinden schneiden hierbei beim Eigenverbrauch tendenziell besser ab als jene in Häusern. Grund hierfür ist das Verhältnis der PV-Erzeugung zum Jahresstromverbrauch dieser Haushalte. Zieht man die „Kosten-Iso-Linien“ als Vergleich heran, ist zu erkennen, dass die Wohnungen hier ebenfalls besser abschneiden und deren gewichtete Mittelwerte durchwegs über dem Siedlungswert liegen. Bei Haushalten in Häusern ergibt sich im Mittel ein vereinfachter effektiver Haushaltsstrompreis von 20 C/kWh und darüber. Begründet ist dies wieder in der tendenziellen Überdimensionierung der PV-Anlagen dieser Wohnkategorien.

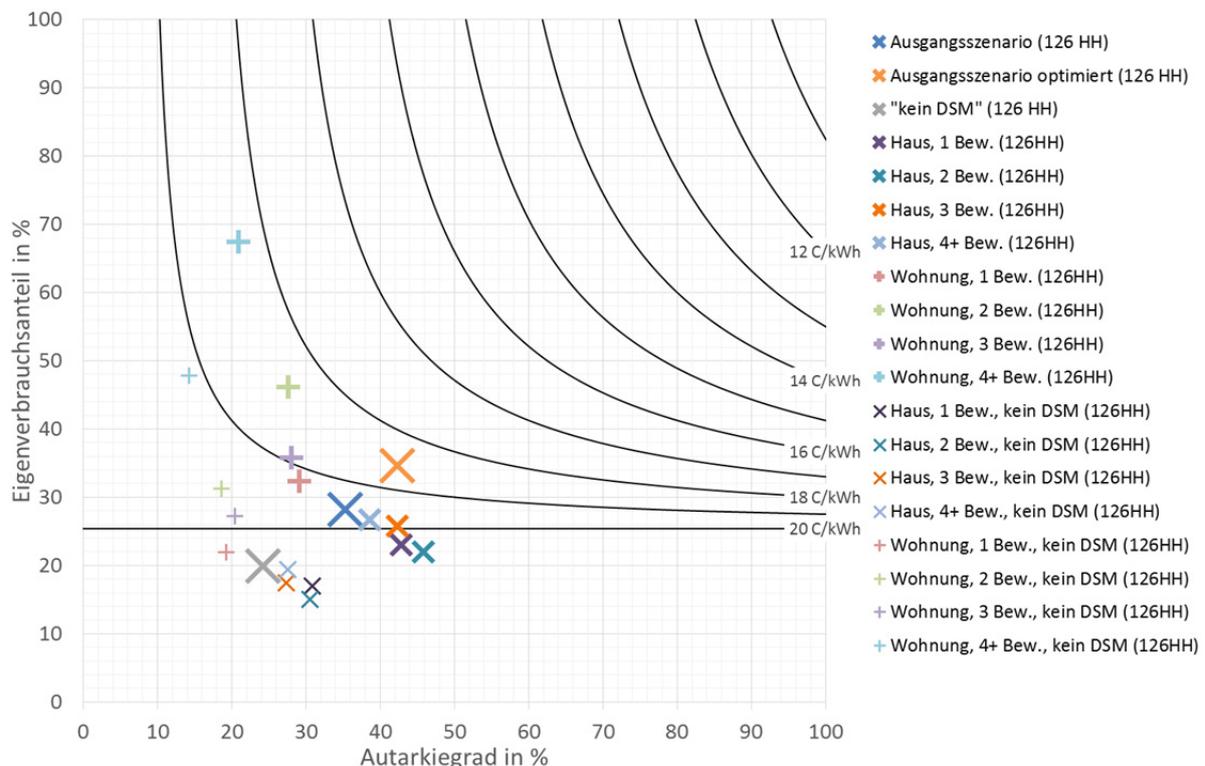


Abbildung 104: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad der 126 Haushalte (Ausgangsszenario und „kein DSM“) aufgeschlüsselt nach dem Haushaltstyp

Jedoch können die Haushalte in Häusern die Haushaltsstromkosten durch DSM stärker reduzieren als jene in Wohnung. Das liegt an der größeren Anzahl und Auslegung der steuerbaren Verbraucher in Häusern.

2.8.6.4 Variante Full

Der Effekt, den die zusätzliche Steuerung von Geräten der Kategorie „waschen“ und „beleuchten“ hat, wird beim Vergleich des Ausgangsszenarios mit der Variante „Full“ deutlich. Abbildung 105 zeigt die gewichteten Mittelwerte des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads der 126 Haushalte für diese Szenarien. Bei Variante „Full+Prognose“ wird zusätzlich eine PV-Einspeiseprognose berücksichtigt. Ergänzend wird das Ergebnis des optimierten Ausgangsszenarios und des Falls „kein DSM“ als Benchmark angeführt. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit werden wieder die „Kosten-Iso-Linien“ im Diagramm dargestellt.

Der Vergleich der Mittelwerte zeigt bestenfalls eine sehr geringe Steigerung des Eigenverbrauchsanteils und des Autarkiegrads durch die Steuerung von programmgesteuerten Geräten und der Beleuchtung. Grund hierfür ist das geringe energetische Verschiebungspotenzial dieser Gerätegruppen gegenüber Elektrofahrzeugen und thermischen Verbrauchern. Merklich ist jedoch die Energieeinsparung, die durch die Standby und Leistungsreduktion der Geräte „beleuchten“ auftritt und in dieser Kategorie 20% aufweist.

Die PV-Einspeiseprognose im Szenario „Full+Prognose“ wird ausschließlich für programmgesteuerte Geräte herangezogen, um den Einsatzzeitpunkt zu verbessern. Das Ergebnis weist auch hier mit Mittel keine signifikanten Verbesserungspotenziale für den Eigenverbrauch und den Autarkiegrad auf.

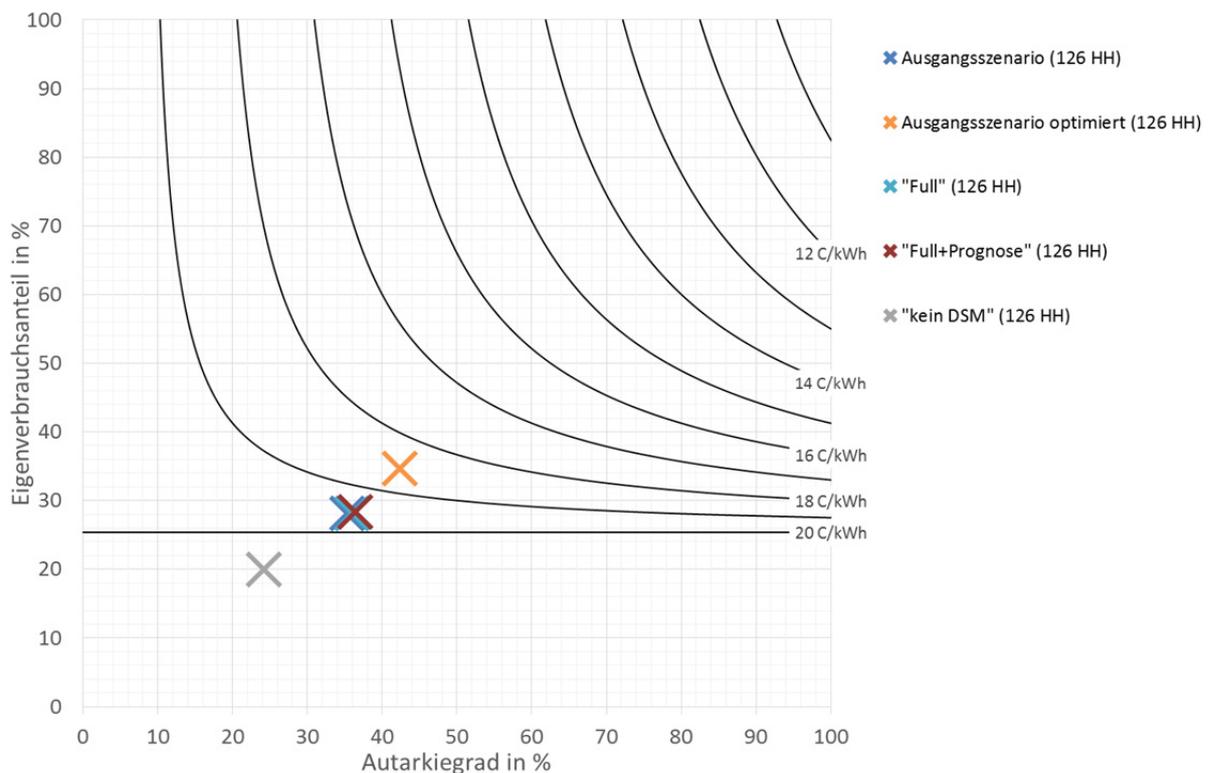


Abbildung 105: Vergleich der DSM-Variante "Full" (mit und ohne PV-Prognose) mit dem Ausgangsszenario

2.8.6.5 Variation der Anzahl der Elektrofahrzeuge

Variiert man die Durchdringung der Elektrofahrzeuge (gering, hoch, maximal) bekommt man Aufschluss über den Einfluss der Anzahl der Elektrofahrzeuge. Abbildung 106 zeigt den gewichteten mittleren Eigenverbrauchsanteil der 126 Haushalte für die DSM-Steuerungsvariante „Basic“ bei Variation der Anzahl an Elektrofahrzeugen in der Siedlung. Bei einer Durchdringung von rund 2% sinkt der Eigenverbrauchsanteil auf 24% ab, der Autarkiegrad steigt auf 37%. Durch die Verringerung der Anzahl an Elektrofahrzeugen sinkt deren Verbrauch um 97% gegenüber dem Ausgangsszenario. Der Autarkiegrad der Haushalte steigt folglich im Mittel. Im Gegenzug verringert sich der Eigenverbrauchsanteil im Mittel durch den Wegfall dieser gesteuerten Verbraucher. Bei einer wirtschaftlichen Betrachtungsweise steigen die effektiven Strombezugskosten auf über 20 C/kWh.

Geht man von einer fast vollständigen Durchdringung der Elektrofahrzeuge in der Siedlung aus, steigt der Eigenverbrauchsanteil der Siedlung im Mittel auf 36%. Die erhöhte Stromnachfrage wird folglich vermehrt durch PV-Erzeugung gedeckt. Gleichzeitig sinkt der Autarkiegrad auf 31% ab, da der Gesamtverbrauch der Siedlung steigt. Wirtschaftlich gesehen können die vereinfachten Strombezugskosten mit Mittel auf unter 19 C/kWh gesenkt werden.

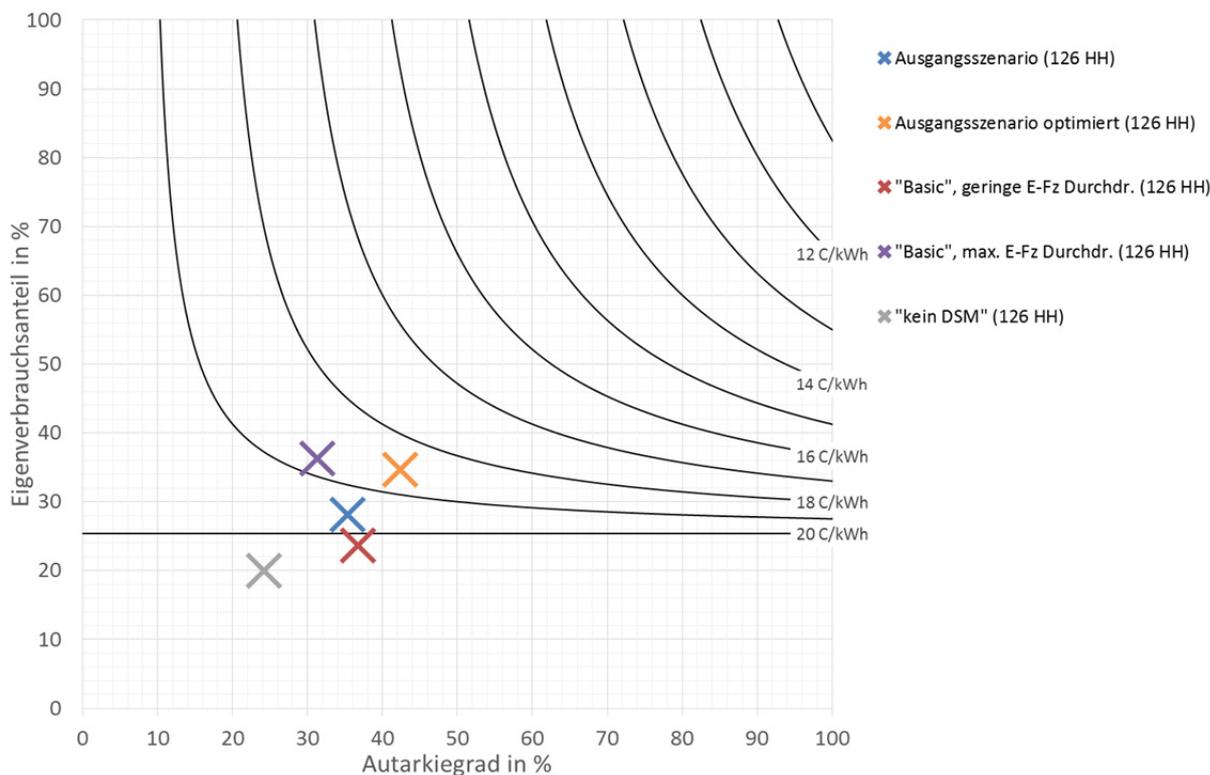


Abbildung 106: Variation der Durchdringung der Elektrofahrzeuge

2.8.6.6 Nur elektro-thermische Verbraucher / nur Elektrofahrzeuge gesteuert

In diesem Fall werden in der Siedlung entweder nur die Elektrofahrzeuge oder nur die elektro-thermische Verbraucher gesteuert. Dadurch wird der Einfluss dieser Verbraucherkategorien auf den Eigenverbrauchsanteil untersucht. Die Steuerung von Elektrofahrzeugen steigert den Eigenverbrauchsanteil um 5 Prozentpunkte und den Autarkiegrad um 7 Prozentpunkte gegenüber dem ungesteuerten Fall

(EV: 20%, AG: 24%). Werden nur Geräte der Kategorie „elektro-thermisch“ gesteuert, erhöht sich der Eigenverbrauch um 6 Prozentpunkte bzw. der Autarkiegrad um 8 Prozentpunkte. Stellt man diese Erhöhung dem Ausgangsszenario (EV: 28%, AG: 35%) gegenüber, bei dem beide Verbraucherkategorien gleichzeitig gesteuert werden, sieht man, dass dieser Wert etwas geringer ist als die Summe der beiden Eigenverbrauchsteigerungen. Es zeigt sich aber, dass weder die elektro-thermischen Verbraucher noch die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge alleine das verfügbare DSM-Potenzial ausschöpfen können. Aus technischer Sicht ist somit die kombinierte Anwendung der beiden steuerbaren Verbrauchergruppen sinnvoll.

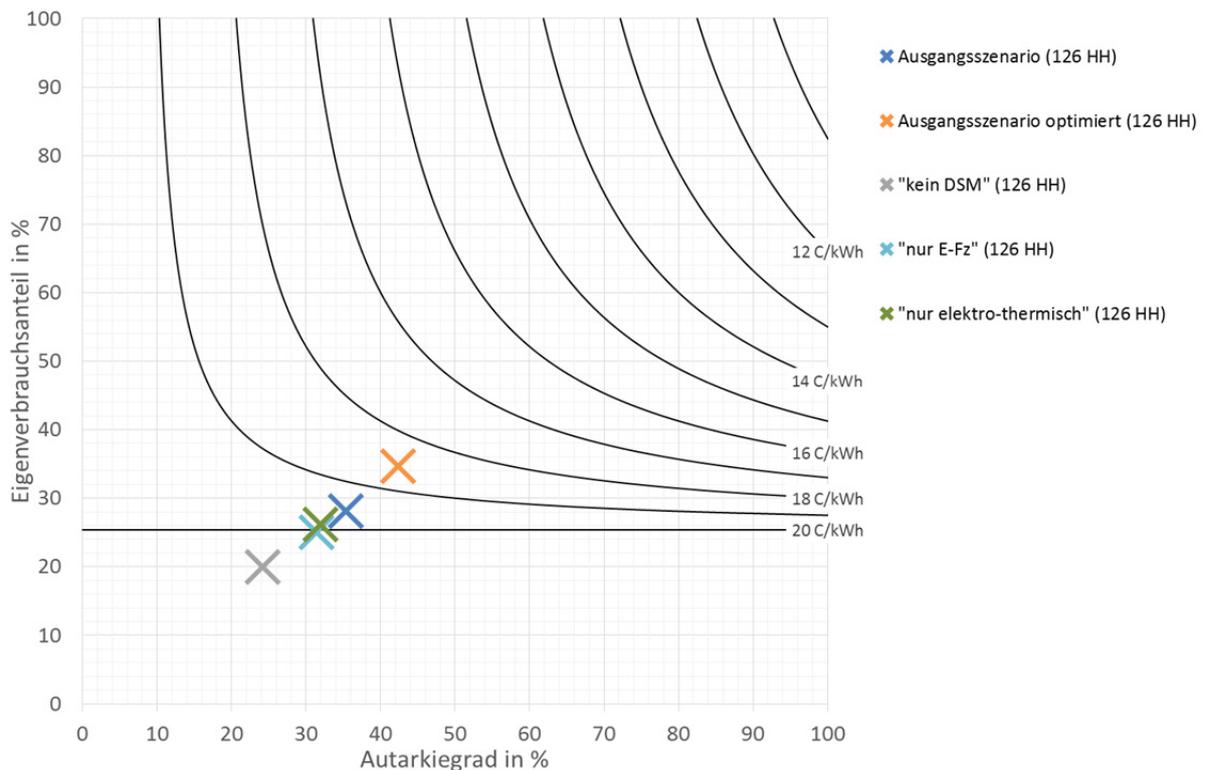


Abbildung 107: Vergleich des Eigenverbrauchs bei gesteuertem Laden von Elektrofahrzeugen oder gesteuerten elektro-thermischen Verbrauchern in den Haushalten

2.8.6.7 Effizienzsteigerung

In Abschnitt 2.2.4 wurden drei Effizienzscenarien definiert, da das DSM-Potenzial im Haushalt nicht nur von der Anzahl der Geräte. Tabelle 57 zeigt die Verbrauchsreduktion je Geräte durch Effizienzsteigerung.

Tabelle 57: Verbrauchsreduktion je Gerät durch Effizienzsteigerung

Gerätegruppe	Verbrauchsreduktion
"elektro-thermisch"	
Kühlschrank	- 60.1%
Gefrierschrank	- 60.1%
Waschmaschine	- 31.5%
"waschen"	
Wäschetrockner	- 40.1%
Geschirrspüler	- 51.0%
"beleuchten"	
Fernsehen	- 51.9%
Computer	- 20.0%
Beleuchtung	- 70.0%

Durch diese Energieeinsparung bei gleichbleibendem Geräteausstattungsgrad reduziert sich der Gesamtstromverbrauch der Haushalt um im Mittel 16% (61% bei Geräte „beleuchten“, 15% bei Geräte „elektro-thermisch“, 40% bei Geräte „waschen“). Dadurch sinkt auf Siedlungsebene der Eigenverbrauch auf 25% ab und im gleichen Zug steigt der Autarkiegrad auf 37%. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang auch der „Rebound-Effekt“, der bei Privathaushalten eine Verringerung des Energieeinsparungspotenzials durch Verwendung größerer Einheiten von 5 – 15% [56] bewirken kann und hier nicht berücksichtigt wurde.

Durch Effizienzsteigerung der Haushaltsgeräte sinkt laut Abbildung 108 die Wirtschaftlichkeit von DSM im Vergleich zum Ausgangsszenario. DSM wird in diesem Fall vermehrt in Haushalten mit Elektrofahrzeugen Sinn machen, wie das Szenario „Basic + Effiz.“ bei maximaler Elektrofahrzeugdurchdringung zeigt.

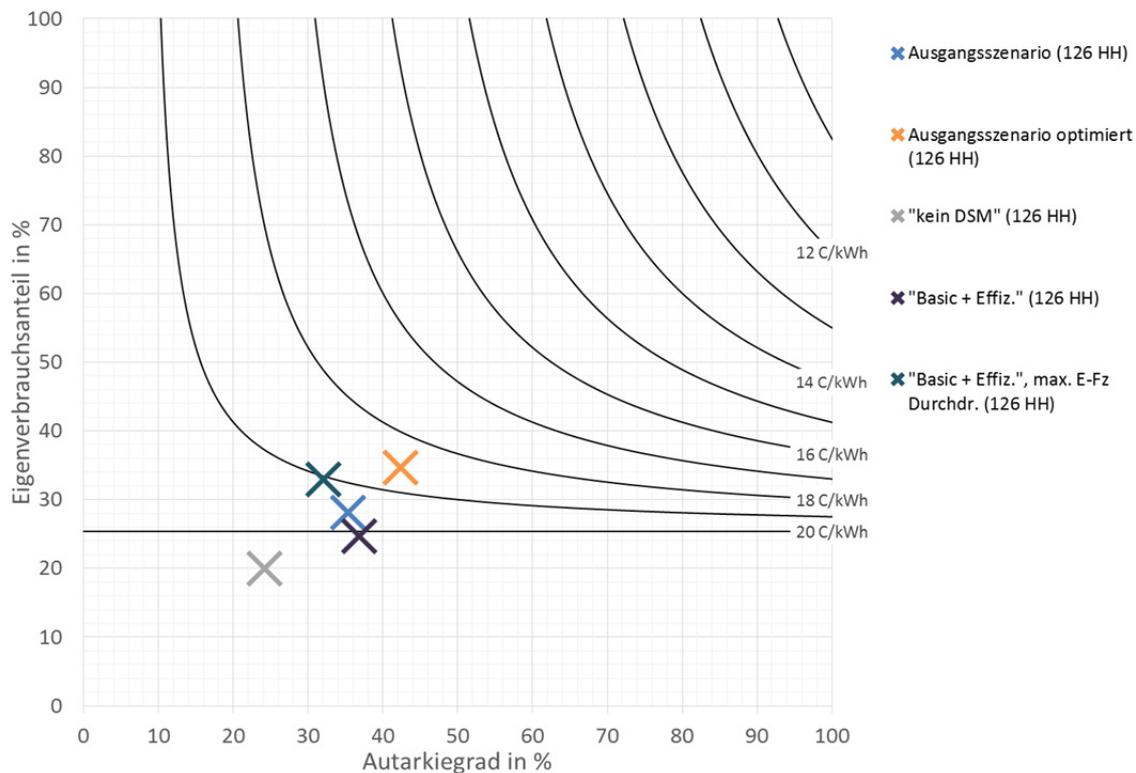


Abbildung 108: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad bei Effizienzsteigerung von Haushaltsverbrauchern

2.8.6.8 Veränderte Geräteausstattung

Aufbauend auf den Effizienzsteigerungsszenario Sz3 nach Abschnitt 2.2.4 wird von einer zusätzlichen Zunahme des Ausstattungsgrads der Wärmepumpen der Haushaltstypen „Haus“ von 75% ausgegangen. Im gleichen Zug steigt auch der Ausstattungsgrad der Umwälzpumpen und wird mit 100% festgesetzt. Der Haushaltstyp „Wohnung“ bleibt in diesen Gerätekategorien bei dem aktuellen Ausstattungsgrad. Für die elektrische Warmwasseraufbereitung wird ebenfalls von einer Zunahme in der Kategorie „Haus“ ausgegangen und ein 75%-iger Ausstattungsgrad angenommen.

Durch die Erhöhung der Anzahl an „elektro-thermischen“ Verbrauchern steigt Energienachfrage in dieser Kategorie um 510%, die gesamte elektrische Energienachfrage in der aDSM Siedlung um 210%. Folglich kann die PV-Erzeugung der Haushalte vermehrt selbst verbraucht werden, was zu einer Steigerung des Eigenverbrauchsanteils auf Siedlungsbasis auf 45% führt. Der Autarkiegrad nimmt dabei aber merklich auf 18% im Mittel ab. Wirtschaftlich gesehen kann DSM in diesem Fall die vereinfachten effektiven Strombezugskosten senken, was bei erhöhtem Stromverbrauch den finanziellen Anreiz für einen Einsatz von DSM steigert.

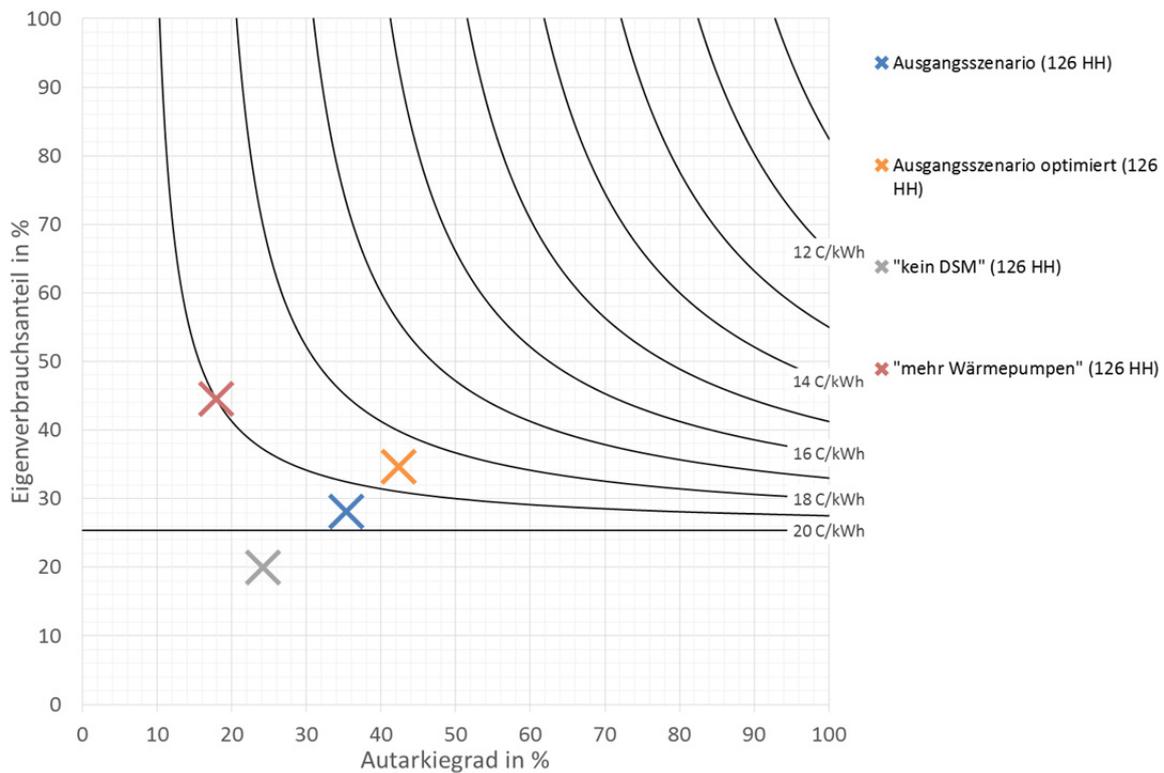


Abbildung 109: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad bei veränderter Geräteausstattung

2.8.6.9 Zusätzliches Laden am Arbeitsplatz

Durch die Berücksichtigung von Laden der Elektrofahrzeuge am Arbeitsplatz erhöht sich die Erfüllbarkeit der Wegstrecken um 1%-Punkte. Der Energiebedarf der Elektrofahrzeuge sinkt im Mittel um 19%, da dieser in der Arbeit konsumiert wird. Die Auswirkungen auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad sind in Mittel gering, wie Abbildung 110 zeigt.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

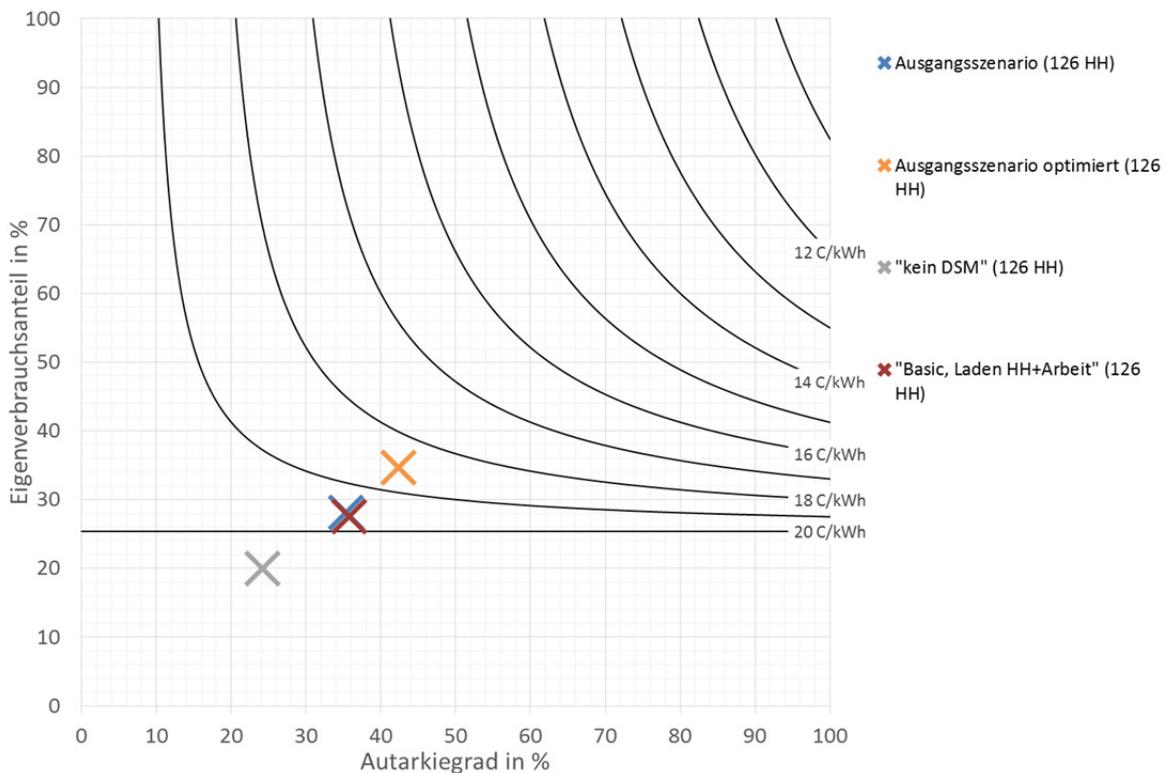


Abbildung 110: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad bei optionalem Laden der Elektrofahrzeuge am Arbeitsplatz

2.8.6.10 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Ergebnisse der Variation der in Tabelle 56 angeführten Parameter sind in Tabelle 58 aufgelistet. Neben dem mittleren gewichteten Eigenverbrauchsanteil und dem Autarkiegrad wird auch der mittlere vereinfachte effektive Haushaltsstrompreis, der durch DSM in Verbindung mit PV-Erzeugung zu erzielen ist, angeführt.

Tabelle 58: Zusammenfassung der Ergebnisse

	Eigenverbrauchsanteil	Autarkiegrad	(vereinfachter) effektiver Haushaltsstrompreis
	%	%	€/kWh
Ausgangsszenario	28%	35%	0,195
kein DSM	20%	24%	0,209
"Full"	28%	36%	0,195
"Full + Prognose"	28%	36%	0,195
max. E-Fz Durchdringung	36%	31%	0,188
geringe E-Fz Durchdringung	24%	37%	0,204
nur E-Fz gesteuert	25%	31%	0,201
nur "elektro-thermisch"	26%	32%	0,199
Effizienzsteigerung	25%	37%	0,201
veränderte Geräteausstattung	44%	18%	0,190
E-Fz Laden auch am Arbeitsplatz	28%	36%	0,196
Ausgangsszenario optimiert	35%	42%	0,185

Durch die Variation der Elektrofahrzeugdurchdringung (gering, sehr hoch) kann das lokale DSM-Modell einen mittleren Eigenverbrauchsanteil der Haushalte zwischen 24% und 36% erzielen. Dies entspricht einem vereinfachten effektiven Haushaltsstrompreis von 20,4 C/kWh bis 18,8 C/kWh.

Das reine gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen steigert den Eigenverbrauchsanteil um 5%-Punkte und den Autarkiegrad um 7%-Punkte gegenüber dem ungesteuerten Fall. Werden nur Geräte der Kategorie „elektro-thermisch“ gesteuert, erhöht sich der Eigenverbrauchsanteil um 6%-Punkte bzw. der Autarkiegrad um 8%-Punkte. Stellt man diese Erhöhung dem Ausgangsszenario gegenüber, bei dem beide Verbraucherkategorien gleichzeitig gesteuert werden, sieht man, dass dieser Wert geringer ist als die Summe der beiden Eigenverbrauchsteigerungen. Es zeigt sich aber, dass weder die elektro-thermischen Verbraucher noch die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge alleine das verfügbare DSM-Potenzial ausschöpfen können. Aus technischer Sicht ist somit die kombinierte Steuerung der beiden Verbrauchergruppen sinnvoll.

Geht man von einer Effizienzsteigerung der Haushaltsgeräte in Zukunft aus, sinkt die Wirtschaftlichkeit von DSM im Vergleich zum Ausgangsszenario, wodurch es vermehrt in Haushalten mit Elektrofahrzeugen Sinn machen würde.

Bei einer zusätzlichen Zunahme des Ausstattungsgrads der Wärmepumpen, der Umwälzpumpen und der elektrischen Warmwasseraufbereitung in der Kategorie „Haus“ (siehe [57]) steigt die gesamte elektrische Energienachfrage in der aDSM Siedlung um 210%. Folglich kann die PV-Erzeugung der Haushalte vermehrt selbst verbraucht werden, was zu einer Steigerung des Eigenverbrauchsanteils auf Siedlungsbasis auf 45% führt. Der Autarkiegrad nimmt dabei merklich auf 18% im Mittel ab. Wirtschaftlich gesehen kann DSM in diesem Fall die effektiven Strombezugskosten senken, was bei erhöhtem Stromverbrauch den finanziellen Anreiz für einen Einsatz von DSM steigert.

Durch die Berücksichtigung einer Lademöglichkeit der Elektrofahrzeuge am Arbeitsplatz erhöht sich die Erfüllbarkeit der Wegstrecken um 1%-Punkt. Der Energiebedarf der Elektrofahrzeuge sinkt dabei im Mittel um 19%, da dieser in der Arbeit konsumiert wird. Die Auswirkungen auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad sind dennoch vernachlässigbar.

Die Unterschiede des zu erzielenden Eigenverbrauchs entsprechend der Haushalts-Merkmale „Stadt / Land“, „Heizungssystem“, „Gebäudetyp“ und „Anzahl an Personen pro Haushalt“ können, sofern vorhanden, praktisch ausschließlich durch das zugrundeliegende Merkmal „PV-Anlagen-Dimensionierung“ erklärt werden, mit dem ein starker Zusammenhang besteht. Ebenso konnte zwischen den unterschiedlichen PV-Anlagenausrichtungen (Ost/West-Dach bzw. Süd-Dach) kein signifikanter Unterschied im Eigenverbrauchsanteil bzw. Autarkiegrad gefunden werden.

2.8.6.11 Beispielhafter Anwendungsfall

Nach Abschnitt 2.1 beträgt die durchschnittliche Anzahl von Personen in einem Haushalt 2,4. Betrachtet man einen 3-Personenhaushalt kann dieser sowohl in einem Haus als auch in einer Wohnung untergebracht sein. Als nächstes Auswahlkriterium wurde das Vorhandensein eines Elektrofahrzeuges festgesetzt. Anschließend wurde der Best-Case-Haushalt gewählt. Dies war Haushalt 81, der sich in einer Doppelhaushälfte befindet und eine installierte PV-Leistung von 5,8 kWp besitzt.

Dieser Haushalt erzielt mit DSM einen Eigenverbrauchsanteil von 30,0% (ohne DSM: 17,2%, + 74,9% relativ) sowie einen Autarkiegrad von 39,7% (ohne DSM: 22,6%, + 75,5% relativ).

2.8.7 Ergebnisse im Vergleich

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die erzielbaren Eigenverbräuche durch DSM-Einsatz der einzelnen Haushalte miteinander verglichen. Diese wurden entsprechend ihrer Eigenschaften gruppiert, um Unterschiede im Eigenverbrauch entsprechend der Haushaltscharakteristika zu vergleichen. Abgesehen von der Variante „kein DSM-Einsatz“ waren die zugrundeliegenden Rahmenbedingungen aber jeweils gleich. In diesem Kapitel sollen nun unterschiedliche Ausgangssituationen miteinander verglichen werden.

Abbildung 111 zeigt das Ergebnis des Eigenverbrauchsanteils auf Siedlungsebene (gewichteter Mittelwert aller Haushaltsergebnisse) für die einzelnen DSM-Vorgaben. Das Ergebnis der Optimierung wird dabei dem des lokalen DSM Modells gegenübergestellt. Neben der Variante „kein DSM“ (unbeeinflusste Profile) werden zwei Varianten beschrieben in denen „nur Haushaltslasten“ bzw. „nur gesteuertes Laden“ als DSM-Maßnahme angewendet wird. Bei der jeweils anderen Kategorie wird das ungesteuerte Lastprofil hinterlegt. Die letzten drei Säulen beschreiben das bekannte Ergebnis, bei dem sowohl die elektro-thermischen Verbraucher im Haushalt sowie die vorhandenen Elektrofahrzeuge gesteuert versorgt werden, wobei hier noch zusätzlich nach dem Optimierungsziel (Maximierung des Eigenverbrauchs, Minimierung von Leistungsspitzen) unterschieden wird.

Da sowohl die PV-Jahreserzeugungen als auch die Jahresstromverbräuche in den dargestellten Szenarien (nahezu) unverändert bleiben, werden hier nur die Eigenverbrauchsanteile und deren Änderungen abgebildet. Der Autarkiegrad ändert sich jeweils um (fast) den gleichen relativen Wert, da dieser über das unveränderte Erzeugungs-Verbrauchs-Verhältnis fest mit dem Eigenverbrauchsanteil verknüpft ist.

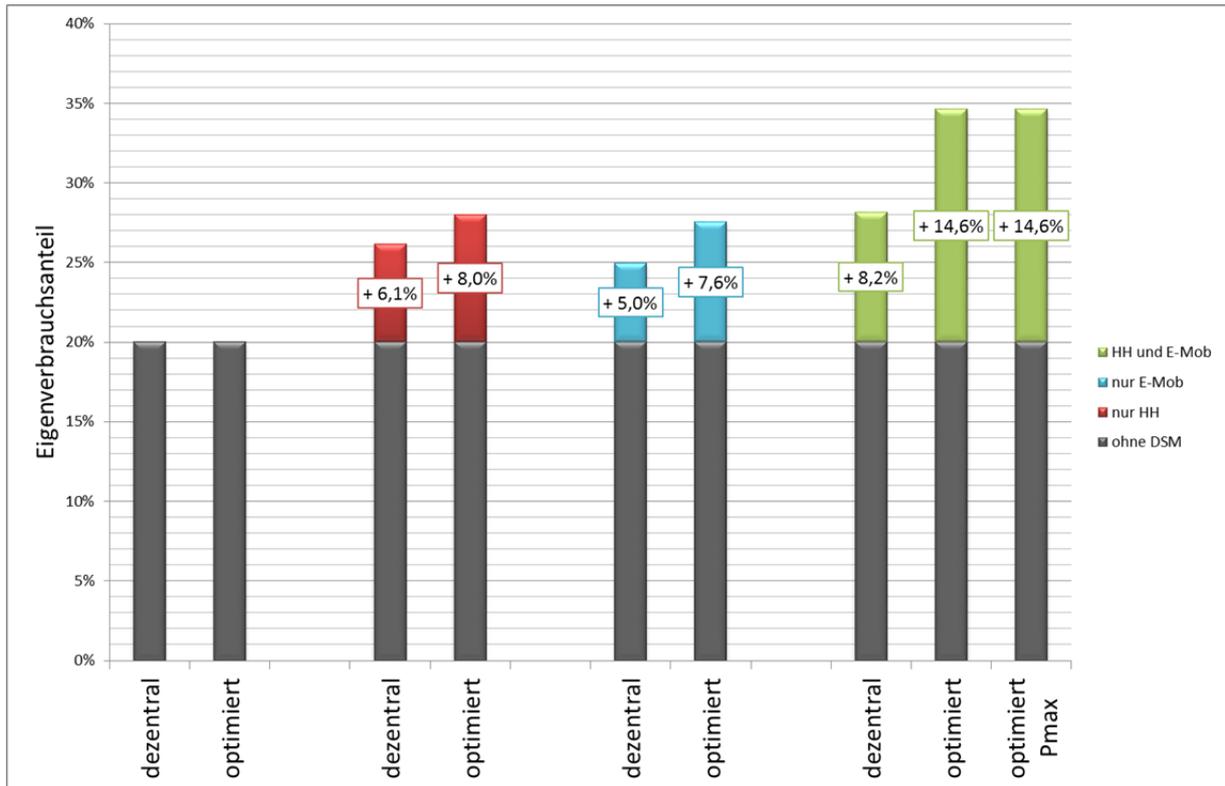


Abbildung 111: Eigenverbrauchsanteil der Haushalte im Mittel für unterschiedliche Rahmenbedingungen

Die dunkelgrauen Balken zeigen den erzielten Eigenverbrauchsanteil der Haushalte für den Fall, dass keine Lastbeeinflussung stattfindet. Die Gegenüberstellung des Photovoltaikerzeugungsprofils mit den unbeeinflussten Lastprofilen der Haushalte resultiert in einem Eigenverbrauchsanteils von durchschnittlich 20% (vgl. Abbildung 85). Werden nun ausschließlich jene elektrischen Verbraucher gesteuert betrieben, welche einen thermischen Speicher aufweisen, so erhöht sich der Eigenverbrauchsanteil um 8 Prozentpunkte bei der Optimierung und 6,1 Prozentpunkte beim lokalen DSM Modell gegenüber dem ungesteuerten Fall. Eine Steigerung in der gleichen Größenordnung (+7,6 Prozentpunkte Optimierung, +5 Prozentpunkte lokales DSM Modell) kann erzielt werden, wenn nur die vorhandenen Elektrofahrzeuge gesteuert geladen werden und alle weiteren Verbraucher unbeeinflusst betrieben werden.

Werden nun diese beiden DSM-Potenziale gleichzeitig genutzt, so stellt sich eine durchschnittliche Steigerung des Eigenverbrauchs von 14,6 Prozentpunkten (optimiert) bzw. 8,2 Prozentpunkte (lokales DSM Modell) ein. Dieser Wert ist etwas geringer als die Summe der beiden Eigenverbrauchsteigerungen (8,0 + 7,6 Prozentpunkte bzw. 6,1 + 5,0 Prozentpunkte). Es zeigt sich aber, dass weder die Haushaltslasten noch die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge alleine das verfügbare DSM-Potenzial ausschöpfen können. Aus technischer Sicht ist somit die kombinierte Anwendung der beiden steuerbaren Verbrauchergruppen sinnvoll.

Die letzte Säule beschreibt das Ergebnis bei Minimierung der Spitzenleistungen. Wie bereits im entsprechenden Kapitel „Spitzenleistungen“ beschrieben, verschlechtert diese Zielfunktion das Ergebnis bezüglich des Eigenverbrauchsanteils nicht. Dies gilt jedoch nur unter den Rahmenbedingungen der globalen Optimierung, welche sowohl über perfekte Erzeugungs- als auch Lastprognose verfügt.

In Abbildung 111 wurde gezeigt, dass alleine durch das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen der Eigenverbrauchsanteil um durchschnittlich 7,6 Prozentpunkte erhöht werden kann. In diese Mittelwertbildung fließen aber auch jene Haushalte ein, welche über kein Elektrofahrzeug und somit unter diese Rahmenbedingungen über kein DSM-Potenzial verfügen. Im hier hinterlegten Szenario der „hohen E-Fahrzeug Durchdringung“ werden 41% der Fahrzeuge elektrisch betrieben und es verfügen 48% der Haushalte zumindest über ein Elektrofahrzeug.

Es soll nun der Frage nachgegangen werden, wie hoch die Steigerung des Eigenverbrauchs und somit des Autarkiegrades jener Haushalte ist, welche über eine Elektrofahrzeug verfügen. Im Speziellen soll beantwortet werden, ob bei diesen Haushalten bereits über das gesteuerte Laden der Elektrofahrzeugen ein Großteil des DSM-Potenzials ausgeschöpft werden kann oder ob auch hier darüber hinaus noch verschiebbare Haushaltslasten den Eigenverbrauch steigern können.

Abbildung 112 stellt die durchschnittlichen Autarkiegrade nach der Optimierung für die Gruppen „kein E-Fahrzeug“ und „mit E-Fahrzeug“ für die behandelten Rahmenbedingungen dar. Für beide Gruppen sind zunächst die Autarkiegrade dargestellt, wenn keine Beeinflussung der Verbraucher „ohne DSM“ durchgeführt wird. Hier weist die Gruppe „ohne E-Fzg“ mit einem Autarkiegrad von 25% einen leicht höheren Wert als die Gruppe „mit E-Fzg“ auf. Dieser Unterschied ist vor allem dadurch begründet, dass Haushalte, welche über ein Elektrofahrzeug verfügen, einen höheren Jahresstromverbrauch und daraus resultierend ein geringes Erzeugungs-Verbrauchs-Verhältnis aufweisen.

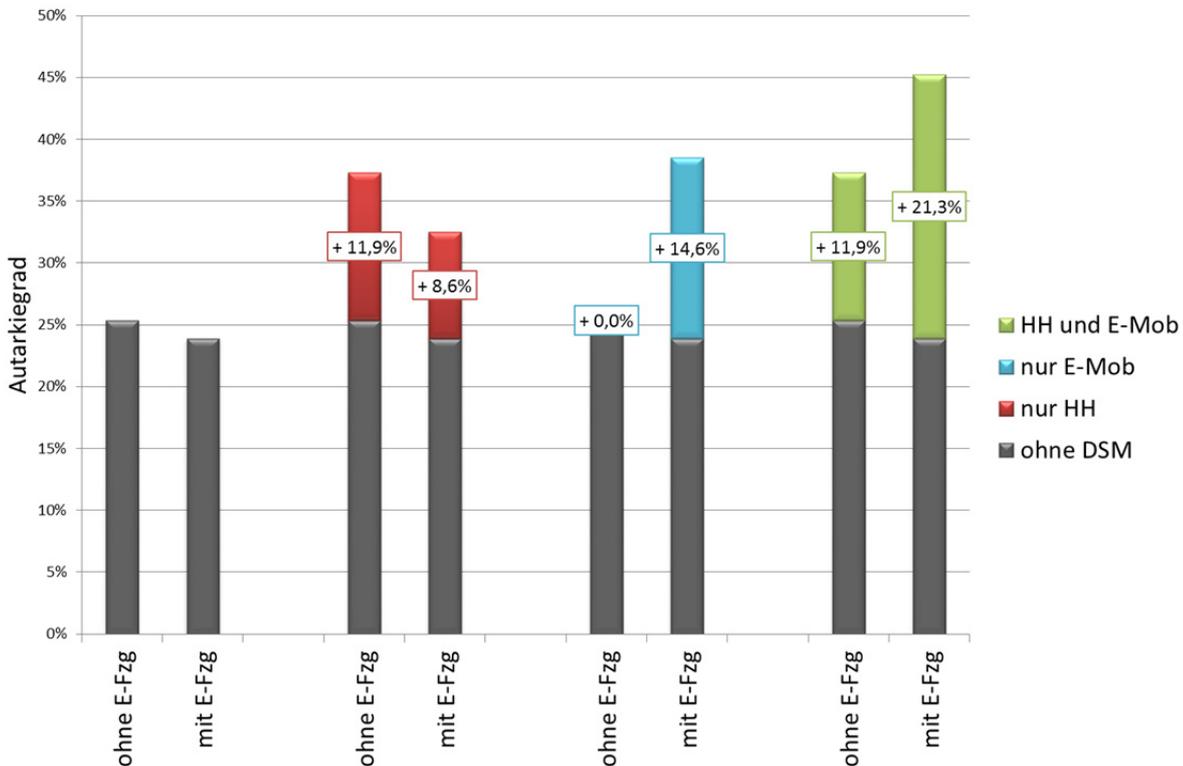


Abbildung 112: Autarkiegrade nach Verwendung eines Elektrofahrzeugs und Berücksichtigung der DSM-Potenziale bei Optimierung

Werden ausschließlich Haushaltsverbraucher als Lastverschiebungspotenzial verwendet (rote Säule), so liegt sowohl der absolute als auch relative Zugewinn im Bereich des Autarkiegrads für Haushalte welche über kein Elektrofahrzeug verfügen etwas höher als für Haushalte mit Elektrofahrzeug.

Dies ist darin begründet, dass bei erstgenannter Gruppe der Anteil an (unter diesen Rahmenbedingungen) verschiebbaren Verbrauchern in Bezug auf den Gesamtstromverbrauch höher ist, als bei Haushalten welche durch Elektrofahrzeuge hier zusätzliche ungesteuerte Verbraucher aufweisen.

Wird hingegen ausschließlich das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen als DSM-Potenzial herangezogen (blaue Säule), so weisen Haushalte ohne Elektrofahrzeug kein Lastverschiebungspotenzial auf und das Ergebnis entspricht exakt dem ungesteuerten Fall. Für Haushalte mit Elektrofahrzeuge kann hingegen alleine durch diese Maßnahme der durchschnittliche Autarkiegrad um 14,6 Prozentpunkte von 24% auf 39% gesteigert werden.

Werden sowohl Haushaltsverbraucher als auch der Ladevorgang von Elektrofahrzeugen als DSM-Potenzial herangezogen so ist hier für die Gruppe der Haushalte „mit E-Fzg“ eine nochmalige Steigerung um 4,7 Prozentpunkte auf 45% Autarkiegrad möglich. Das gesteuerte Laden der Elektromobilität stellt somit für diese Haushaltsgruppe das größte DSM-Potenzial dar. Durch eine zusätzliche Lastbeeinflussung der Verbraucher im Haushalt kann aber der Eigenverbrauch nochmals gesteigert werden.

2.8.8 Fazit

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Aussagen, welche im Kapitel „Ergebnisse“ behandelt wurden nochmals kurz zusammengefasst.

Der Einsatz eines **DSM-Systems**, welches elektro-thermische Verbraucher im Haushalt sowie den Ladevorgang von Elektrofahrzeugen beeinflusst, weist einen **positiven Effekt** auf die Steigerung des **Photovoltaik-Eigenverbrauchs** der Haushalte auf. Durchschnittlich kann der Eigenverbrauchsanteil bei einer realen Umsetzung von 20% auf 28% sowie der Autarkiegrad von 24% auf 35% im Vergleich zu den unbeeinflussten Verbrauchsprofilen gesteigert werden. Zieht man das Ergebnis des optimalen Einsatzes von DSM heran, besteht ein Steigerungspotenzial des Eigenverbrauchs auf 35% und des Autarkiegrades auf 42%.

In dieser Steigerung des Eigenverbrauchs besteht ein **wirtschaftlicher Anreiz** zur Umsetzung eines derartigen Systems. Dieser ist in der derzeitigen Kostenstruktur für private Haushalte zu suchen. Jene Erzeugung der eigenen Photovoltaikanlage, welche direkt verbraucht werden kann, verringert den notwendigen Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Da dieser Bezugspreis höher ist, als die Einspeisevergütung von Photovoltaikerzeugung, sind private Haushalte an einem möglichst hohen Eigenverbrauch interessiert. Für einzelne Haushalte ergibt sich dadurch eine **Reduktion** des vereinfachten **effektiven Haushaltsstrompreises** um bis zu 3 C/kWh (optimal 4 C/kWh).

Die Ergebnisse bezüglich des zu erzielenden Eigenverbrauchsanteils und des Autarkiegrads, welche in weiterer Folge die Wirtschaftlichkeit bestimmen, hängen stark von der **Dimensionierung** der **Photovoltaikanlage** ab. Das Verhältnis von Jahreserzeugung zu Jahresverbrauch bestimmt direkt das Verhältnis von Autarkiegrad zu Eigenverbrauchsanteil. Unter den angenommenen, derzeitigen Rahmenbedingungen zeigen sich die besten wirtschaftlichen Ergebnisse für Haushalte deren PV-Jahreserzeugung in etwa dem Jahresstromverbrauch entspricht oder knapp darunter liegt.

Einen weiteren entscheidenden Einflussfaktor auf den PV-Eigenverbrauch stellt der Besitz eines **Elektrofahrzeuges** dar und die damit verbundene Möglichkeit des gesteuerten Ladens. Jene Haushalte, welche über Elektrofahrzeuge verfügen weisen durchschnittlich sowohl einen **höheren Eigenverbrauchsanteil** als auch einen **höheren Autarkiegrad** gegenüber den Haushalten ohne Elektrofahrzeuge auf. Dieses Ergebnis zeigt, dass das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen einen wichtigen Beitrag zum praktisch nutzbaren DSM-Potenzial darstellt. Als Faktoren mit geringem Einfluss haben sich hingegen die zusätzliche Steuerung von Verbrauchern der Kategorie „waschen“ und „beleuchten“ und die Berücksichtigung einer PV-Prognose herausgestellt.

Die Unterschiede des zu erzielenden Eigenverbrauchs entsprechend der Haushalts-Merkmale „Stadt / Land“, „Heizungssystem“, „Gebäudetyp“ und „Anzahl an Personen pro Haushalt“ können, sofern vorhanden, praktisch ausschließlich durch das zugrundeliegende Merkmal „PV-Anlagendimensionierung“ erklärt werden, mit dem ein starker Zusammenhang besteht. Ebenso konnte zwischen den unterschiedlichen PV-Anlagenausrichtungen (Ost/West-Dach bzw. Süd-Dach) kein signifikanter Unterschied im Eigenverbrauchsanteil bzw. Autarkiegrad gefunden werden.

Wird mit DSM das Ziel verfolgt, einen möglichst hohen **Eigenverbrauch** zu erzielen, so erfolgt dadurch **keine** automatische **Reduktion** der auftretenden **Leistungsspitzen** am Haushaltsanschluss. Dies gilt sowohl für die Bezugsrichtung als auch für auftretende Leistungen durch die Photovoltaik-Rückspeisung. Besteht die Zielsetzung in einer bewussten Reduktion der auftretenden Maximalbezugsleistung, so kann hier durch DSM ein positiver Beitrag geleistet werden. Der **Spitzenbezug** eines Haushaltes kann hierdurch um durchschnittlich **ein Drittel verringert** werden. Das Problem besteht in den maximal auftretenden Rückspeisesituationen, welche mit -9% ein verhältnismäßig geringes Reduktionspotenzial beim Einsatz von DSM darstellen.

Die **Minimierung** der **Leistungsspitzen** weist **keine negativen Auswirkungen auf den Eigenverbrauch** auf. Steht eine genaue Last- und Einspeiseprognose zur Verfügung, können somit die beschriebenen Reduktionspotenziale der Spitzenleistung ausgeschöpft werden, ohne dabei den erzielbaren Eigenverbrauchsanteil bzw. Autarkiegrad zu verschlechtern.

2.9 Koordination Gesamtsystem

Die Erhöhung des regenerativen Erzeugungsanteils bewirkt in der Gesamtsystembetrachtung eine Erhöhung der Netzbelastung als auch ein erhöhter Bedarf an elektrischen Speicher, um die fluktuierende Erzeugung ausgleichen zu können. Mit Hilfe des aktiven DSM-Ansatzes soll ein Gesamtsystem entwickelt werden, welches einen Netzausbau umgeht und den Gesamtspeicherbedarf minimiert.

Die Koordination des Gesamtsystems wird hierbei in folgende Teilergebnisse gegliedert:

- Entwurf Systemhierarchie
- Ausgleichsmöglichkeiten zwischen Verteilnetzbereichen
- Netzbelastung im Nieder- und Mittelspannungsnetz
- Speicherbedarf

Im Folgenden werden sowohl die Methodik zur Erfüllung dieser vier Deliverables als auch die konkreten Ergebnisse hierzu näher beschrieben.

2.9.1 Entwurf Systemhierarchie

Basis der Betrachtungen ist das in Abschnitt 2.1 entworfene Niederspannungs-Modellnetz, welches ganz Österreich im Durchschnitt widerspiegelt. Weiters wurde mit dem lokalen aDSM Modell eine umfangreiche objektorientierte MATLAB-Umgebung geschaffen, welche es erlaubt die Zustände aller Haushaltsgeräte und Elektrofahrzeuge zu wissen und auch zu beeinflussen. In Abschnitt 2.8 werden die DSM-Steuerungen noch einzeln auf Haushaltsebene durchgeführt.

Ziel dieses Abschnittes ist es nun die teilweise konkurrierenden Einzelziele der Haushalts-Controller mittels einem überlagerten System am Umspanner besser zu koordinieren. Hierbei soll der Grundsatz der autonomen Endentscheidung des Haushaltsgeräts gewahrt bleiben. Somit wird die Energiedienstleistung in den definierten Rahmenbedingungen auf alle Fälle erfüllt. Der in Abschnitt 2.8 definierte Haushalts-Controller wird nun mit einem Siedlungs-Controller (übergeordnetes aDSM-System) ergänzt. Abbildung 113 zeigt diesen Sachverhalt grafisch dar.

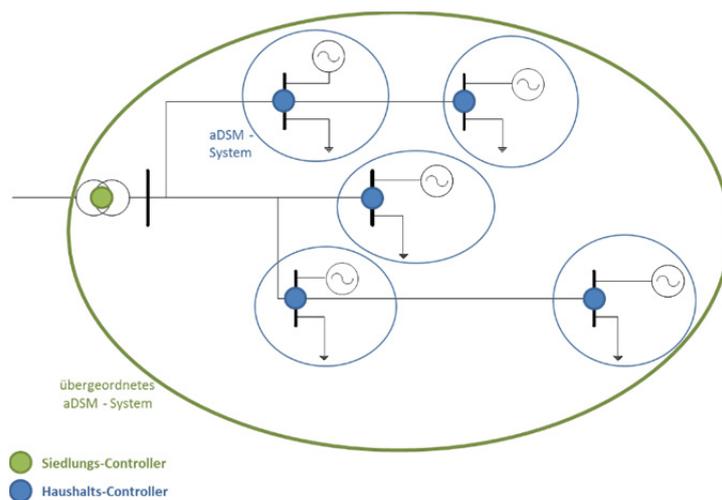


Abbildung 113: Schematische Darstellung des hierarchischen aDSM-Systems

Gemäß der hierarchischen Struktur gibt der Siedlungs-Controller in bestimmten Situationen, siehe Kapitel „Ausgleichsmöglichkeiten zwischen Verteilnetzbereichen“, Leistungsänderungsbefehle an alle oder an ausgewählte Haushalts-Controller. Die angesprochenen Haushalts-Controller übernehmen diese Befehle und überliefern diese an die entsprechenden Haushaltsgeräte. Die Geräte verfahren, wie gehabt, autonom mit den Befehlen. Die obig beschriebene Systemhierarchie gewährleistet daher höchste Resilienz, da bei gestörter Kommunikation die Funktion der Geräte gegeben bzw. die Energiedienstleistung erbracht ist.

Ziel dieses übergeordneten Systems ist es einerseits den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad der Gesamtsiedlung zu erhöhen sowie andererseits die Netzbelastungen, hierbei vor allem der Hauptstränge und des Trafos, zu minimieren. Die Erhöhung des Gesamtoptimums wird wahrscheinlich auf Kosten der Einzeloptima der Haushalte gehen.

Um die Beeinflussung des Siedlungs-Controllers analysieren zu können, wurde die obig beschriebene umfangreiche objektorientierte MATLAB-Umgebung des lokalen aDSM Modells angepasst. Diese Anpassung war von Nöten, da durch die zeitgleiche Simulation aller Haushalte inkl. Geräte sehr schnell ein hoher Simulationsaufwand entstehen würde. Die Simulationsumgebung wurde ebenfalls um eine Berechnung des DC-Lastflusses aller Hauptstränge ergänzt. Dadurch konnte ohne Netzberechnungstool (wie z.B. NEPLAN) die Auslastung abgeschätzt und Simulationszeit gespart werden. Die in Abschnitt 2.5.3 beschriebenen Schnellladestationen sind öffentlich zugänglich und keinem Haushalt zugeordnet. Deshalb werden sie im ersten Schritt mittels DSM nicht gesteuert und nachfolgend in die Berechnungen auch nicht inkludiert.

2.9.2 Ausgleichsmöglichkeiten zwischen Verteilnetzbereichen

Im Folgenden werden die im Projekt aDSM analysierten Siedlungs-Controller-Steueralgorithmen sowie deren Auswirkungen behandelt. Hierbei wurden zwei Fälle unterschieden:

2.9.2.1 Siedlungs-Controller-Steueralgorithmus Fall 1

Das Ziel dieses Steueralgorithmus ist vor allem die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils der Siedlung durch Reduktion der Auslastung des Siedlungstrafo (MS/NS). Dieses Ziel wird erreicht mittels Messung der Residuallast am Trafo, welche die Steuergröße darstellt. Wird ein gewisser Schwellwert, welche in diesem Kapitel variiert wurde, erreicht, so sendet der Siedlungs-Controller ein übergeordnetes Steuersignal an alle Haushalts-Controller und versucht somit die Haushaltsgeräte zu beeinflussen. Ist die Residuallast am Trafo positiv und höher als der Schwellwert (mehr Verbrauch als Erzeugung) gibt der Steuerbefehl eine Lastreduktion vor und genauso umgekehrt. Abbildung 114 in Verbindung mit Abbildung 115 zeigt den soeben beschriebenen Fall in Prinzipskizzen.

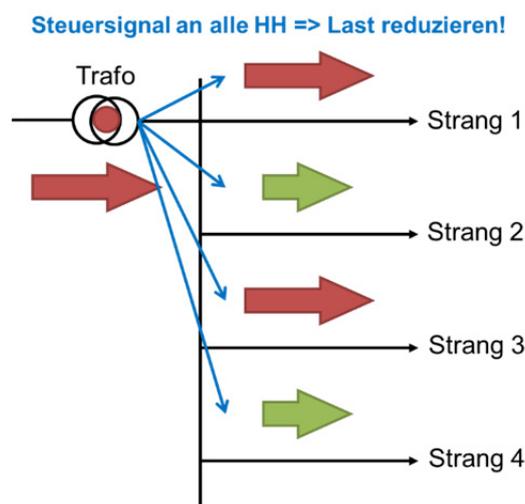


Abbildung 114: Prinzipskizze des Siedlungs-Controller-Steueralgorithmus Fall 1 bei zu hoher positiver Residuallast am Trafo

Die Siedlungs-Controller-Schwellwerte innerhalb dessen kein Steuersignal gesendet wird, wurden wie folgt variiert:

- „Niedrige Trafoschranke“: 1 % der Trafonennscheinleistung
- „Mittlere Trafoschranke“: 10 % der Trafonennscheinleistung (Ausgangsfall)
- „Hohe Trafoschranke“: 100% der Trafonennscheinleistung

In all den obigen Fällen sind die beiden Schwellwerte (positiv und negativ) betragsmäßig gleich angenommen worden.

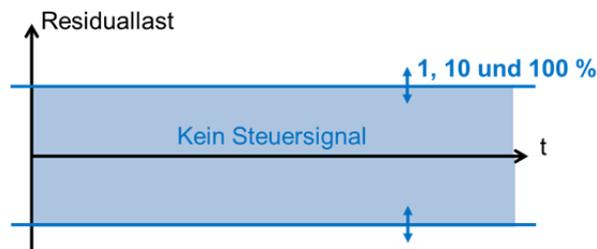


Abbildung 115: Trafo-Schwellwerte des Siedlungs-Controller-Steueralgorithmus Fall 1

2.9.2.2 Siedlungs-Controller-Steueralgorithmus Fall 2

Der Fall 2 ergänzt den Fall 1 in seiner Zieldefinition mit der Vermeidung von Überlastungen an den Strangleitungen. Daher sind zusätzliche Messungen der Residuallasten aller vom Trafo abgehenden Strangleitungen (Hauptstränge) erforderlich. Hierbei sind die ersten Leitungsstücke gemeint, welche direkt mit der NS-Sammelschiene am Trafo verbunden sind und alle in den jeweiligen Strang befindlichen Verbraucher/Erzeuger anschließt. Im allgemeinen Fall sind diese Leitungsstücke am meisten ausgelastet und spiegeln somit die kritischen Leitungskomponenten wider.

Der Siedlungs-Controller-Steueralgorithmus Fall 2 beinhaltet, wie im vorigen Abschnitt beschrieben, die Steuerung je nach Residuallast am Trafo für alle Haushalts-Controller sowie zusätzlich je nach Residuallast am Hauptstrang für die Haushalts-Controller in dem jeweiligen Hauptstrang. Ist die Strangauslastung unter 60%, so wird nur in Abhängigkeit des Trafowerts (wie Fall 1) gesteuert.

Ist hingegen die Auslastung zwischen 60% und 80%, so wird ausschließlich lastflussabhängig eingegriffen. Dies bedeutet, dass die vorherrschende Steuerungsstrategie, vorgegeben durch den Trafowert, nur widerrufen wird, wenn sich der Leistungsfluss im Strang von dem am Trafo unterscheidet. Dieser Unterschied tritt auf, wenn beispielsweise eine Vielzahl von PV-Anlagen im Strang 1 einen überwiegenden Lastfall im Strang 2 versorgen. Diese Ausgleichsströme innerhalb des einen Verteilnetzbereiches können demnach nur innerhalb des Auslastungsbereichs von 60% forciert werden. Sind die Leistungsflüsse aller Stränge gleich dem am Trafo, so wird weiterhin wie im Fall 1 gesteuert, da diese Steuerbefehle auch für die Strangbelastungen positiv wirken.

Ist die Strangauslastung über 80%, so wird unabhängig vom Trafowert versucht die Lasten aller Haushalte in diesem Strang zu reduzieren bzw. zu erhöhen je nach Vorzeichen der Residuallast. Dieser Zustand wird nur dann relevant, wenn beispielsweise ein einzelner Strang über 80% ausgelastet wird aber der Trafo noch nicht den Schwellwert überschritten hat. Abbildung 116 zeigt die Schwellwerte in einer Prinzipskizze.

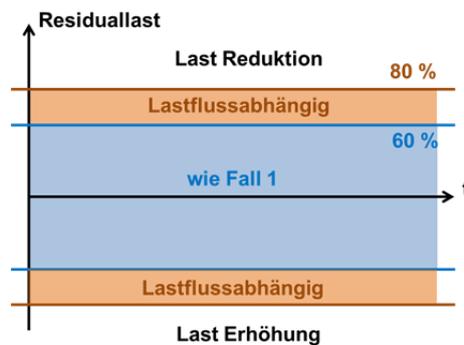


Abbildung 116: Strang-Schwellwerte des Siedlungs-Controller-Steueralgorithmus Fall 2

Im Folgenden werden die Auswirkungen des Siedlungs-Controllers in Bezug auf Eigenverbrauch, Autarkiegrad sowie deren Netzbelastungen dargestellt.

2.9.2.3 DSM-Potenzial bei Verwendung eines Siedlungs-Controllers

Wie auch schon in Kapitel 2.8 dargestellt charakterisiert die gemeinsame Darstellung des Eigenverbrauchs sowie Autarkiegrads das mögliche DSM-Potenzial. Abbildung 117 stellt dieses für den Siedlungs-Controller-Steueralgorithmus Fall 2 bei „Mittlere Trafoschranke“ sowie für die Steuerung nur auf Haushaltsebene dar. Daraus ist klar ersichtlich, dass durch die Siedlungs-Controller-Steuerungen fast alle Haushaltseinzel-DSM-Potenziale verringert werden. Der gewichtete Mittelwert aller Haushalte (126 HH) besitzt bei den zusätzlichen Trafobefehlen einen niedrigeren Eigenverbrauchsanteil sowie Autarkiegrad. Jedoch unter Betrachtung des Gesamtsiedlungsergebnisses wird das DSM-Potenzial gehoben. Gesamtwirtschaftlich betrachtet ist der Siedlungs-Controller-Steueralgorithmus von Vorteil.

Je niedriger die Trafoschranke gewählt wurde desto drastischer stellt sich obig beschriebener Effekt ein. Bei der „hohen Trafoschranke“ (Schwellwert bei 100% der Trafonennscheinleistung) schließlich ergibt sich kaum ein Unterschied zur Steuerung rein auf Haushaltsebene. Ob der Siedlungs-Controller-Steueralgorithmus Fall 1 oder Fall 2 verwendet wird, hat nur marginale Auswirkungen auf die erzielten DSM-Potenziale.

Die soeben beschriebene Gesamtverbesserung mit Reduktion aller Einzelergebnisse wird natürlich nur möglich sein, wenn gewisse Ausgleichszahlungen beispielsweise vom Netzbetreiber an die Haushalte erfolgen werden.

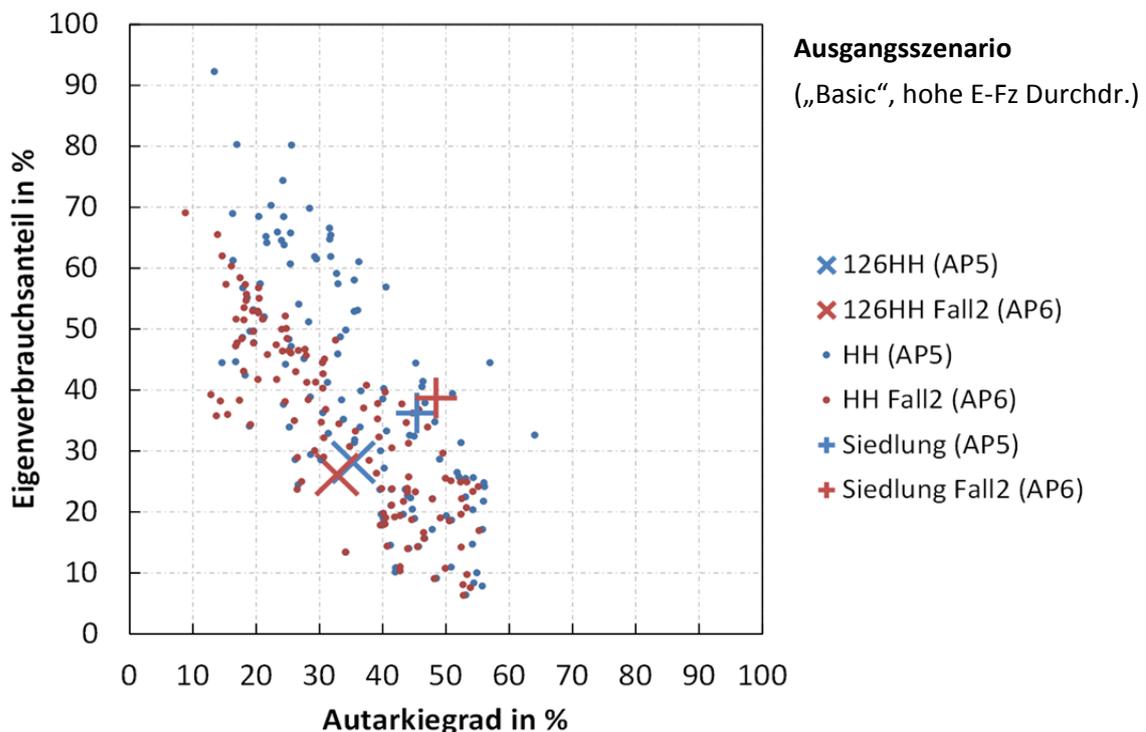


Abbildung 117: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad aller Einzelhaushalte (HH), des gewichteten Mittelwerts aller Haushalte (126 HH) sowie der Gesamtsiedlung am Trafo (Siedlung) im Siedlungs-Controller-Steueralgorithmus Fall 2 bei „Mittlere Trafoschranke“ vergleichend mit der Steuerung nur auf Haushaltsebene

2.9.3 Netzbelastung im Nieder- und Mittelspannungsnetz

In diesem Task steht vor allem die allgemeine Netzbelastung (Spannungs- und Stromverletzungen) des gewählten Modellnetzes¹⁷ im Vordergrund. Die auftretenden Auslastungen am MS/NS-Trafo geben Auskunft über die resultierenden Mittelspannungsnetzbelastungen. Der Fokus liegt hierbei einerseits in den generellen Problemstellen im Netz, sowie andererseits in den Unterschieden bei Anwendung der aDSM-Steuer- und Optimierungssystemen.

Zur Netzanalyse wurde einerseits das Berechnungstool NEPLAN (BCP Busarello + Cott + Partner AG) und andererseits ein selbst erstelltes DC-Lastflussmodell in MATLAB (The MathWorks, Inc.) verwendet. Ersteres wurde vor allem bei der Analyse der Knotenspannungen eingesetzt. Hingegen für die verschiedenen Variationen der einzelnen Steueralgorithmus war die sehr genaue NEPLAN-Berechnung zu zeitaufwendig. Daher wurde nach einigen Validierungen mit einem vereinfachten DC-Lastflussmodell die Auslastungen (Trafo und Stränge) berechnet. Zur Analyse gelangten jeweils Jahresverläufe aller Haushalte und PV-Anlagen im Minutenraster.

Die in diesem Task durchgeführten Netzanalysen betrachteten von der Fülle an möglichen Variationen vor allem die zwei Varianten „kein DSM“ und „Ausgangsszenario“ (Lastbeeinflussungsvariante „Basic“ und hohe E-Fahrzeug-Durchdringung). In beiden Fällen wird jedoch immer von einem 100%-igen Aus-

¹⁷ Schaltplan des aDSM-Netzes ist im Anhang zu finden

bau des gebäudeintegrierten Photovoltaik-Potenzials als Referenz ausgegangen. Dieser starke Ausbau spiegelt sich in den folgend präsentierten Netzbelastungen wider.

2.9.3.1 Knotenspannungen

Für die Analysen der Knotenspannungen im aDSM-Netz wurden zwei allgemeine Extremfälle betrachtet. Einerseits ein „Stark-Last“-Fall, bei welchem die Spannung bei der MS-Einspeisung nur 94% des Nennwerts einnimmt und andererseits ein „Stark-Einspeisung“-Fall, bei welchem die Spannung 107% beträgt. Durch diese parallele Betrachtung ist es möglich realitätsnahe Spannungsbelastungen über das ganze Jahr zu ermitteln und dabei auch die übergeordneten Netzbereiche nicht zu vernachlässigen.¹⁸

Abbildung 118 zeigt nun die Box-Plots (Minimalwert, 5%-, 25%-, 50%-, 75%- und 95%-Quantil sowie Maximalwert) aller Knotenspannungen in Prozent der Nennspannung (Minutenwerte) für die zwei allgemeinen Extremfälle („Stark-Last“ und „Stark-Einspeisung“). Zusätzlich zur Verdeutlichung sind die erlaubten Spannungswerte¹⁹ für einen reibungslosen Netzbetrieb dargestellt.

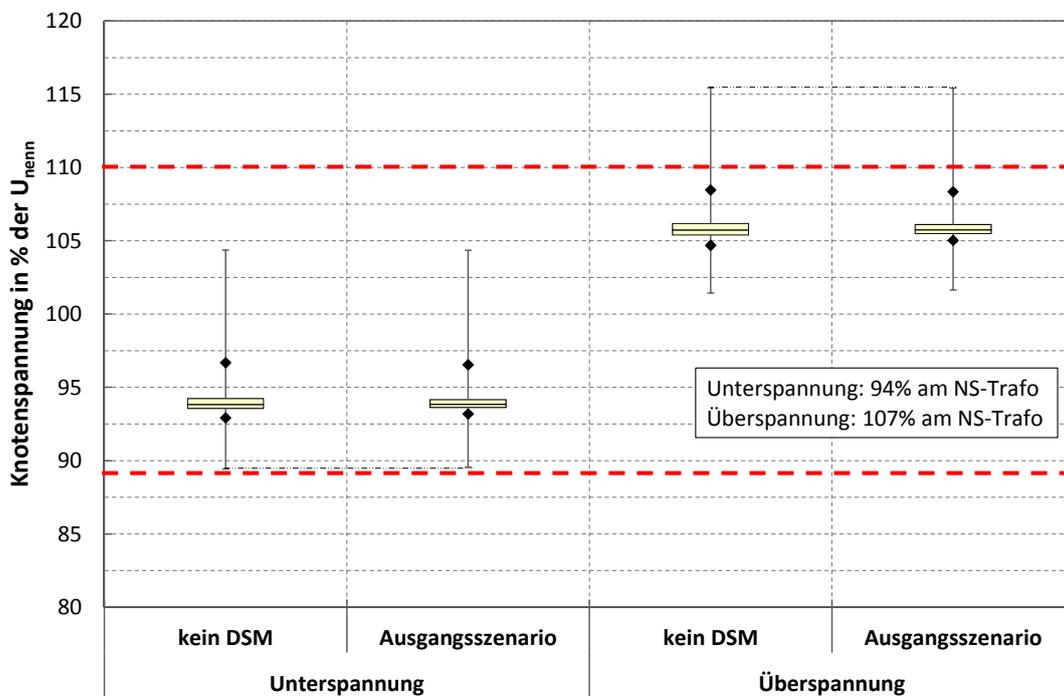


Abbildung 118: Box-Plots (Minimalwert, 5%-, 25%-, 50%-, 75%- und 95%-Quantil sowie Maximalwert) aller Knotenspannungen in Prozent der Nennspannung (Minutenwerte) für die zwei allgemeinen Extremfälle („Stark-Last“ und „Stark-Einspeisung“) jeweils ohne DSM und mit DSM im Ausgangsszenario

Wie in Abbildung 118 ersichtlich, ist aufgrund des massiven Ausbaus der Photovoltaik die Überspannungsproblematik stärker ausgeprägt. Die minimalen auftretenden Spannungswerte sind hingegen innerhalb des erlaubten Spannungsbands und somit als eher unkritisch zu betrachten. Die Knotenspannungsänderungen zwischen der Analyse ohne DSM und der DSM im Ausgangsszenario sind jedoch in

¹⁸ Die hierbei angewendete Analysemethode inkl. den gewählten Spannungswerten wird im aktiven Netzbetrieb der Vorarlberger Energienetze GmbH (Kontakt: Herr Reinhard Nennung) angewendet.

¹⁹ Auch hier ist auf die Vorarlberger Energienetze GmbH zu verweisen.

beiden Fällen (Unter- und Überspannung) kaum merkbar. Es ist anzunehmen, dass das DSM keinen Einfluss auf die resultierende Knotenspannungsverteilung besitzt.

In den weiteren Analysen wurde daher die Spannungsänderung im Fall der problematischen Überspannung nochmals detaillierter betrachtet. Abbildung 119 zeigt dies im Vergleich mit keinem DSM, dem gesteuerten DSM im Ausgangsszenario sowie dem optimierten Ausgangsszenario. In der Analyse ohne DSM sind rund 1,5% alle Knotenspannungsminutenwerte in der Jahresbetrachtung über dem erlaubten Spannungsband und somit sind einige wenige Zeitpunkte kritisch. Wird eine DSM-Steuerung im Ausgangsszenario installiert, so ändert sich die Knotenspannungsverteilung nur marginal. Einzig der Mittenbereich (25%- bis 75%-Quantil) wird etwas komprimiert, was auf eine Vergleichmäßigung der Lastprofile zu schließen lässt. Der maximale Spitzenwert wird nur bei der Optimierung (gewichtet auf min P und max EV) leicht reduziert. In diesem Fall sind rund 99% aller Knotenspannungswerte innerhalb des Spannungsbands.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass in einem PV-dominierenden NS-Netz die oberen Spannungsspitzen problematischer sind. Diese Problematik kann durch die gewählten DSM-Steuerungsalgorithmen nicht gelöst werden – auch die unteren Spannungswerte bleiben unverändert. Einzig die Optimierung, welche von perfekten Einspeisung- und Lastprognosen ausgeht, kann eine Abhilfe sein. Jedoch auch nur in einem begrenzten Ausmaß. Die oberen Spannungsbandverletzungen können demnach nur mit bereits bekannten Methoden, wie z.B. der Blindleistungsbereitstellung, regelbaren Ortsnetztransformatoren und Abregelung der erneuerbaren Energiequellen.

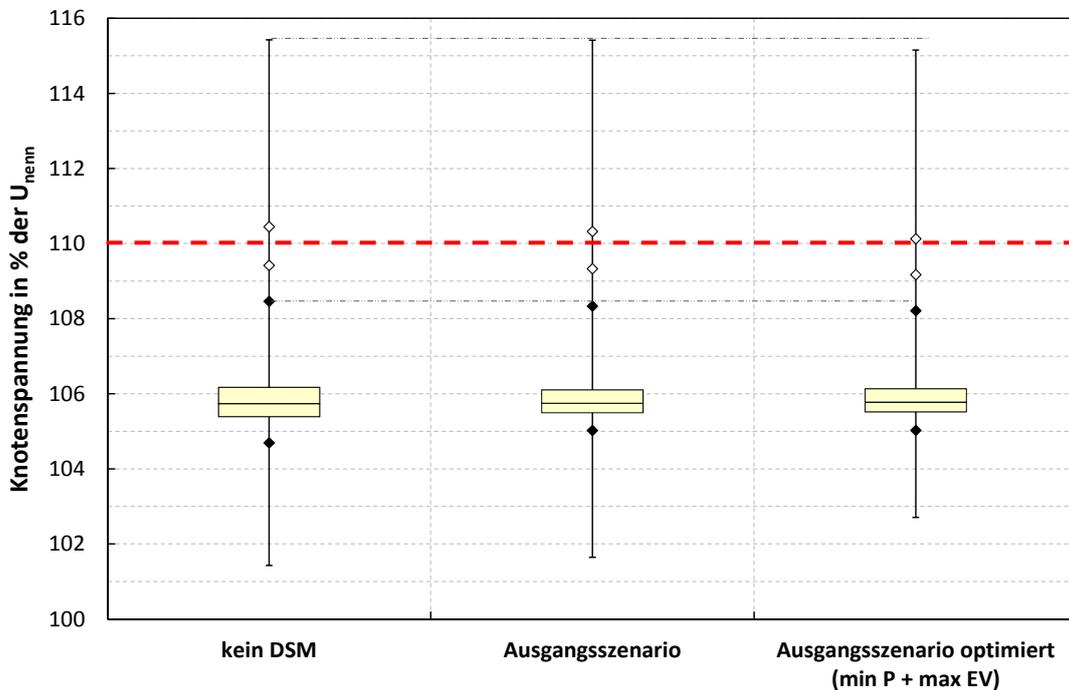


Abbildung 119: Box-Plots (Minimalwert, 5%-, 25%-, 50%-, 75%-, 95%-, 98%- und 99%-Quantil sowie Maximalwert) aller Knotenspannungen in Prozent der Nennspannung (Minutenwerte) für den allgemeinen Extremfall („Stark-Einspeisung“) im Vergleich mit keinem DSM, dem gesteuerten DSM im Ausgangsszenario sowie dem optimierten Ausgangsszenario

2.9.3.2 Stromauslastungen

Zweiter wichtiger Punkt in der Betrachtung der Netzbelastung sind die Strom- bzw. Leistungsauslastungen der Leitungen/Stränge sowie Trafo. Abbildung 120 stellt den Verlauf der Trafoauslastungen in % der Nennscheinleistung im Ganzjahresverlauf ohne DSM dar. Auch hier ist sehr gut ersichtlich, dass die PV-starken Sommermonate die Auslastungsprobleme hervorrufen. Daher ist zu vermuten, dass rein die PV-Erzeugung den MS/NS-Trafo zu Überlastungen bringt. Die durch DSM steuerbaren Lastfälle spielen in den betrachteten Szenarien eine untergeordnete Rolle.

Analysiert man die Trafoauslastungen noch etwas genauer, so erkennt man, wie in Abbildung 121 dargestellt, dass die Maximalbelastungen beinahe 120% ergeben. Jedoch treten diese Überlastungen in der Jahresbetrachtung im Minutenintervall nur sehr selten (< 1%) auf. Die durch die (n-1)-Struktur ebenfalls wichtige Grenzmarke von 60% Auslastung wird in allen Varianten in über rund 5% aller Fälle überschritten.

Mithilfe von DSM wird ebenfalls der Mittenbereich (25%- bis 75%-Quantil) aller Box-Plots komprimiert, jedoch die Maximalwerte werden durch die Gerätesteuerung nur marginal reduziert. Auch hier kann einzig die Optimierung die Überlastung um rund 10%-Punkte minimieren. Die im Ausgangsszenario Fall2 dargestellten Varianten „niedrig“, „mittel“ und „hoch“ sind die im obigen Abschnitt „Siedlungs-Controller-Steueralgorithmus“ beschriebenen Siedlungs-Controller-Schwellwerte am Trafo, bei welcher noch kein zusätzliches Steuersignal ausgesendet wird. Die Änderungen dieser Schwellwerte haben ebenfalls nur einen geringen Einfluss auf die Auslastungsverteilungen.

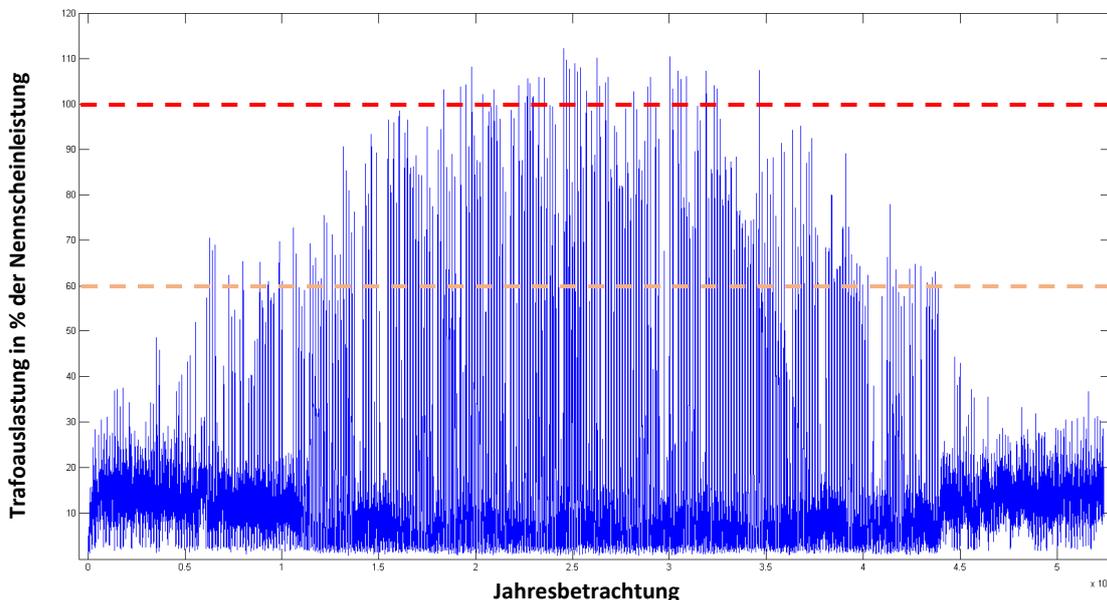


Abbildung 120: Verlauf der Trafoauslastungen in % der Nennscheinleistung im Ganzjahresverlauf ohne DSM

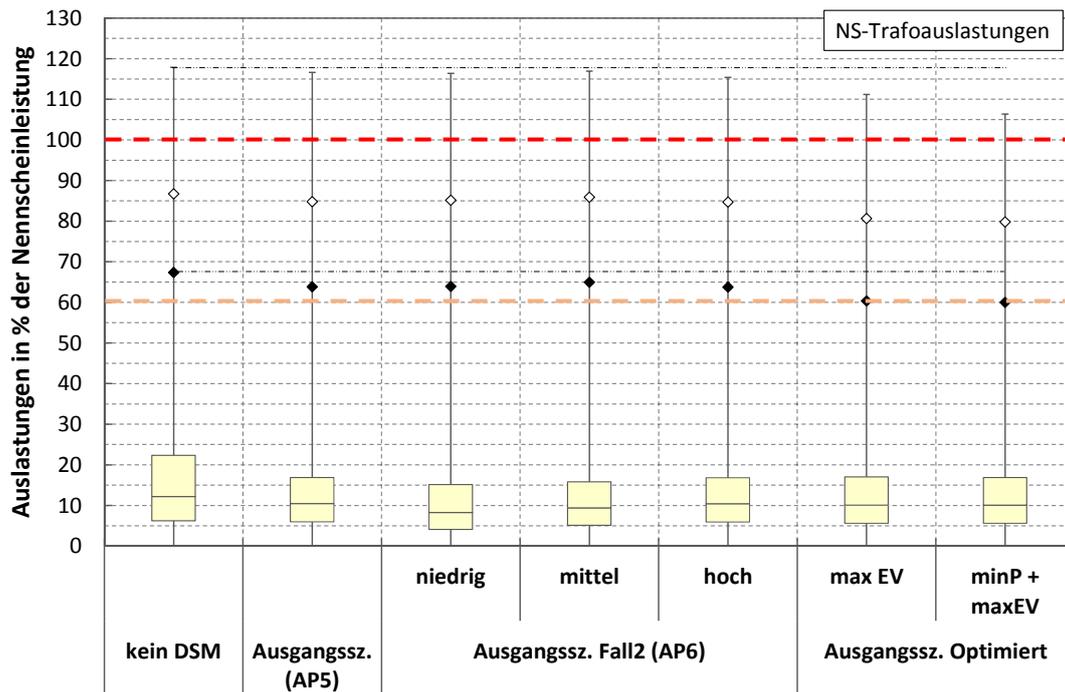


Abbildung 121: Box-Plots (Minimalwert, 25%-, 50%-, 75%-, 95%- und 99%-Quantil sowie Maximalwert) der Trafoauslastungen in Prozent der Nennscheinleistung (Minutenwerte) im Vergleich mit keinem DSM, den gesteuerten DSM im Ausgangsszenario (Steuerung auf Haushalts- und Trafoebene) sowie den optimierten Ausgangsszenarios

Die meist ähnlich wie der Trafo belastete Netzkomponente ist die Strangleitung (kurz Strang). Hierbei ist das erste Leitungsstück gemeint, welches direkt mit der NS-Sammelschiene am Trafo verbunden ist und alle in diesem Strang befindlichen Verbraucher/Erzeuger anschließt. Im allgemeinen Fall ist dieses Leitungsstück am meisten ausgelastet und spiegelt somit die kritische Leitungskomponente wider.

Abbildung 122 zeigt nun die Auslastungsverteilung der Stränge im Vergleich. Im Gegensatz zum Trafo sind die Stränge niemals überlastet (Auslastung immer < 100%). Einige wenige Fälle verletzen die (n-1)-Strukturierung indem die Auslastung über 60% ist. Auch im Fall der Strangauslastungen verbessern die Ausgleichsmöglichkeiten zwischen den Verteilnetzbereichen durch gezielte Siedlungs-Controller-Steuerbefehle nicht die Auslastungsgegebenheiten.

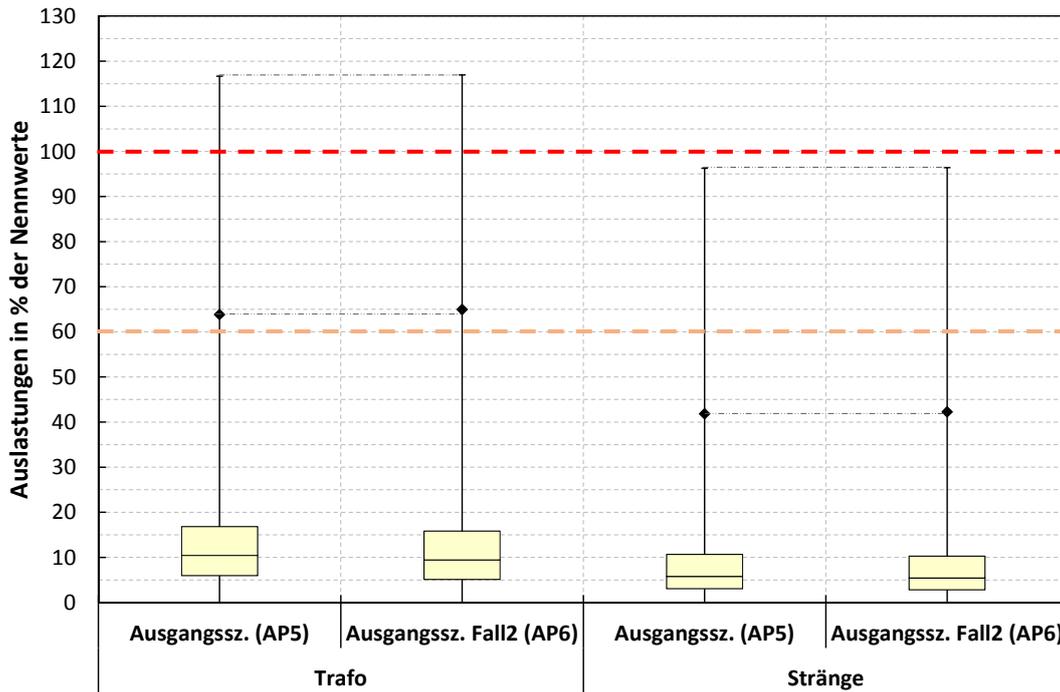


Abbildung 122: Box-Plots (Minimalwert, 25%-, 50%-, 75%- und 95%-Quantil sowie Maximalwert) der Trafo- und Strangauslastungen in Prozent der Nennwerte (Minutenwerte) im Vergleich mit den gesteuerten DSM im Ausgangsszenario (Steuerung auf Haushalts- und Trafoebene)

Zusammenfassend ist ersichtlich, dass in dieser beispielhaft gewählten Netzstruktur die Auslastungen am Trafo dominieren sowie an den Strängen unkritisch sind. Die Fälle der Überlastungen treten ausschließlich in den „Sommermonaten“, bedingt durch die PV-Einspeisung, auf. Diese Überlastungsspitzen können mit DSM-Steuerungsalgorithmen nicht vermieden werden. Einzig die Optimierung verringert die Maximalauslastungen. Schlussfolgernd haben im Großen und Ganzen ausschließlich DSM-Methoden, welche eine gute Erzeugungs- und Lastprognose besitzen, ein Netzschonungspotenzial.

2.9.4 Speicherbedarf

Im vorangegangenen Kapitel wurde der Nutzen des DSM-Einsatzes mit Hilfe der Reduktion der effektiven Haushaltskundenstromkosten bewertet. In diesem Kapitel wird nun der Frage nachgegangen, wie groß ein dezentraler Stromspeicher im Haushalt zu dimensionieren ist, sodass der Eigenverbrauch der Haushalte genau gleich wie beim Einsatz eines DSM-Systems ist.

Ausgangsbasis stellen jeweils die unbeeinflussten Lastprofile des Haushalts sowie der Ladevorgänge von Elektro-Fahrzeugen dar. Von diesen Verbrauchsprofilen „ohne DSM“ werden nun Erzeugungsprofile der Photovoltaikanlage subtrahiert. Die resultierenden Residuallastprofile beschreiben die Leistung am Haushaltsanschluss. Negative Leistungswerte zeigen eine Rückspeisesituation an. Die Summe aller negativen Werte entspricht der eingespeisten Photovoltaikerzeugung in das öffentliche Netz:

$$E_{Rück} = \Delta t \cdot \sum_t P_{Residual}(t) |_{P_{Residual}(t) \leq 0}$$

Die Rückgespeiste Photovoltaikerzeugung $E_{Rück}$ entspricht genau der nicht selbstverbrauchten PV-Erzeugung, sodass folgender Zusammenhang gilt:

$$E_{EV} = E_{PV} - E_{Rück}$$

Ausgehend von den unbeeinflussten Residuallastprofilen soll nun durch den Einsatz von Speichern der vorgegebene Eigenverbrauch eines Szenarios mit DSM-Einsatz erzielt werden.

In der Optimierung ergeben sich für Speicher die Nebenbedingungen für Leistungs- und Energiegrenzen:

$$-P_{inst} \leq \Delta t \cdot [E(t) - E(t - 1)] \leq P_{inst}$$

$$0 \leq E(t) \leq E_{inst}$$

Hierbei beschreibt die Entscheidungsvariable $E(t)$ die Speicherbewirtschaftung in Form des Speicherinhalts zu jedem Zeitpunkt. Die Momentanleistung wurde als Änderung des Speicherfüllstandes formuliert. Die beiden Grenzen der installierten Speicherleistung P_{inst} und der installierten Kapazität E_{inst} stellen in der Optimierung ebenfalls Entscheidungsvariablen dar, welche beeinflusst werden können.

Das Residuallastprofil des Haushalts nach Einsatz des Speichers berechnet sich aus der Summe des unbeeinflussten Residuallastprofils und der Leistungsaufnahme, bzw. Leistungsabgabe des Speichers:

$$P_{Residual}(t) + P_{Speicher}(t) = P_{Res mit Speicher}(t)$$

Die Nebenbedingung lautet, dass die PV-Rückspeisenergie (und der daraus resultierende Eigenverbrauch) des Residuallastprofils nach Speichereinsatz einen vorgegebenen Wert nicht überschreitet. Der somit resultierende Eigenverbrauch entspricht genau dem Ergebnis, welches im jeweiligen Szenario mit DSM-Einsatz erreicht wurde:

$$E_{Rück Soll} = \Delta t \cdot \sum_t P_{Res mit Speicher}(t) \Big|_{P_{Res mit Speicher}(t) \leq 0}$$

Die Zielfunktion besteht nun darin den kleinstmöglichen Speicher zu finden, mit dem der gewünschte Eigenverbrauch des Haushalts erzielt werden kann:

$$ZF = \min [g_P \cdot P_{inst} + g_E \cdot E_{inst}]$$

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse weisen jeweils eine Gewichtung von Leistung zu Energie von $g = 1$ auf. Weiters wurde die Berechnung des Speicheräquivalents im 15 min Zeitraster durchgeführt.

Abbildung 123 zeigt das Energie-Leistungs-Verhältnis in kWh/kW bzw. h der zu installierenden Speicher, um ausgehend vom unbeeinflussten Fall jeweils den gleichen Eigenverbrauch zu erzielen, wie im optimierten Szenario. Das Verhältnis von Energie zu Leistung gibt darüber Auskunft, ob es sich tendenziell um Kurzzeit- oder Langzeitspeicher handelt.

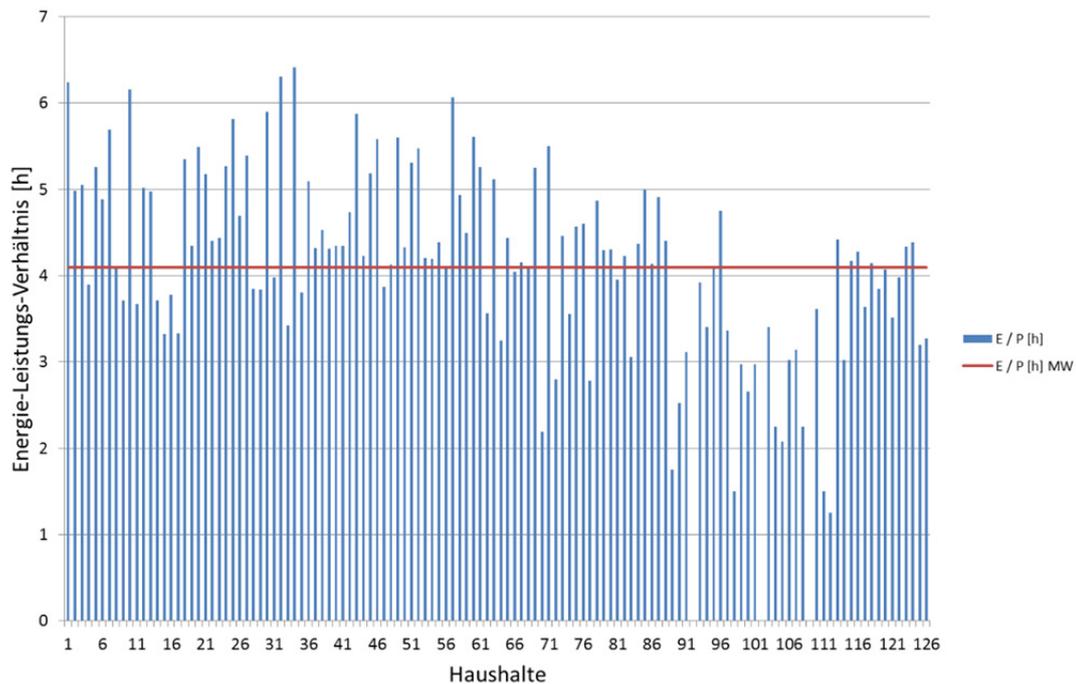


Abbildung 123: Energie-Leistungs-Verhältnis der äquivalenten dezentralen Speicher

Abbildung 123 zeigt, dass das Energie-Leistungs-Verhältnis für den Großteil der Haushalte relativ ähnlich ausfällt. Das Maximum liegt bei 6,4 h der in Rot eingezeichnete Mittelwert liegt bei 4,1 h. Daraus kann abgeleitet werden, dass die Aufgabe der Speicher vor allem in der kurzfristigen Anpassung des Residuallastprofils innerhalb eines Tages besteht. Diese Zeitdauer liegt im Bereich der zulässigen maximalen Einsatzzeitverzögerung der elektrische Verbraucher mit thermischem Speicher.

Bei einigen Haushalten ist zu beobachten, dass kein Speicher eingezeichnet ist. Dies ist dadurch zu begründen, dass hier der Unterschied zwischen dem Szenario „kein DSM“ und der Optimierung auf maximalen Eigenverbrauch relativ gering ist. Hier wurde dieser Anstieg allein durch die Mittelung auf 15 min Zeitbasis erzielt. Diese „leichte Verbesserung“, welche der auf der Berechnung beruht, reicht aus, dass in diesen Haushalten kein zusätzlicher Speicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs benötigt wird.

Abbildung 124 zeigt die installierte Speicherkapazität in kWh in Abhängigkeit des zu erzielenden Eigenverbrauchszuwachses kWh/a der einzelnen Haushalte. Die Vorgabe der Steigerung des Eigenverbrauchs entspricht dabei genau dem Zugewinn durch die Anwendung von DSM im Vergleich zu den unbeeinflussten Profilen.

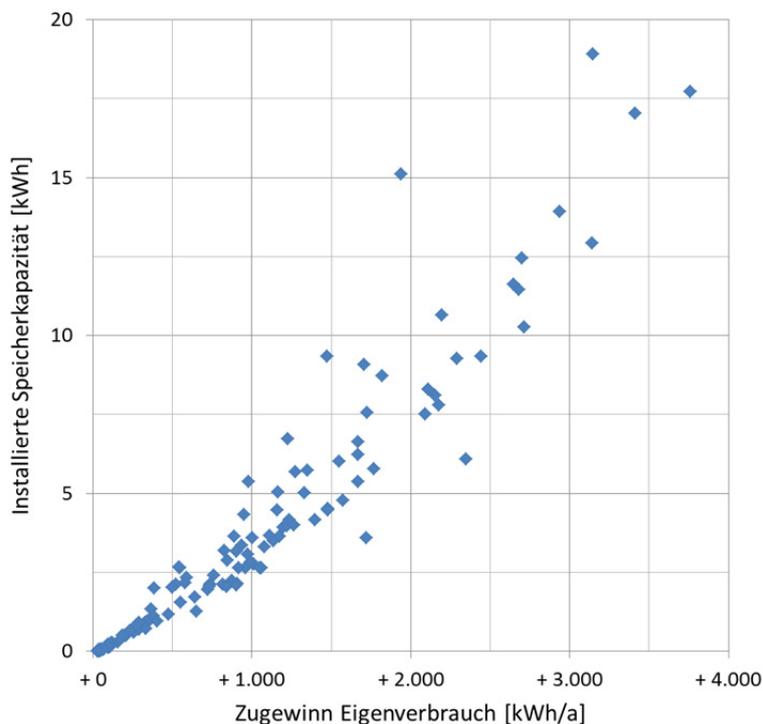


Abbildung 124: Speicherbedarf in Abhängigkeit des zu Eigenverbrauchszuwachses

In Abbildung 124 ist speziell im Bereich kleinerer Zuwächse des Eigenverbrauchs (bis etwa +2000 kWh/a) eine lineare Abhängigkeit des Speicherbedarfs von der gewünschten Steigerung des Eigenverbrauchs zu erkennen. Hierbei sind etwa 3 kWh Speicherkapazität pro 1000 kWh/a Eigenverbrauchssteigerung notwendig. Bei größeren Zugewinnen steigt der Speicherbedarf etwas überproportional an.

Abbildung 125 beschreibt die benötigte Summen-Speicherkapazität in Abhängigkeit des Installationsortes. Um für jeden Haushalt die vorgegebene Steigerung des Eigenverbrauchs zu erzielen, werden in Summe 467 kWh an installierter Speicherkapazität (durchschnittlich 3,7 kWh bzw. 0,9 kW pro Haushalt) benötigt. Mit Hilfe dieser Speicher und der Optimierung auf den Eigenverbrauch je Haushalt werden am Ortsnetztransformator insgesamt 506 MWh/a an PV-Erzeugung exportiert. Dies resultiert in einem Eigenverbrauchsanteil von 40% bei Berechnung des Eigenverbrauchs am Ortsnetztransformator:

$$ev_{ONT} = \frac{\Delta t \cdot \sum_t P_{exp\ ONT}(t)}{E_{PV\ Siedlung}}$$

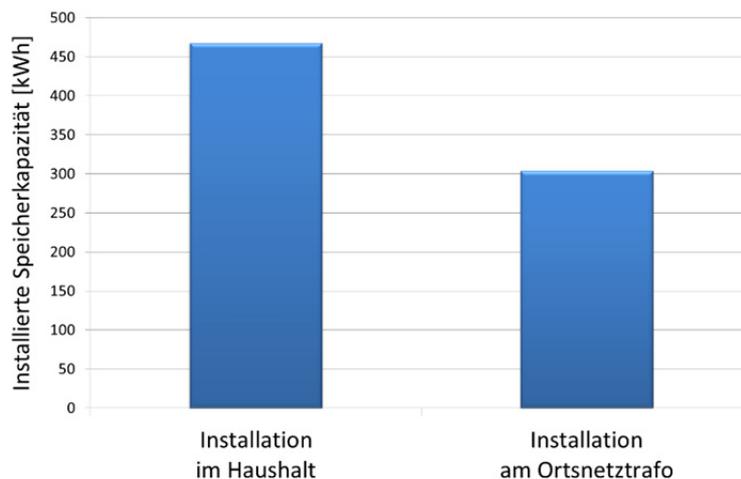


Abbildung 125: Benötigte Speicherkapazität zur Steigerung des Eigenverbrauchs nach Installationsort

Soll nun mit einem einzigen zentralen Speicher ebenso ein Eigenverbrauchsanteil von 40% für die Siedlung erzielt werden, so verringert sich der Speicherbedarf auf 303 kWh. Bei Installation des Speichers am Ortsnetztransformator kann somit mehr als ein Drittel an benötigter Speicherkapazität eingespart werden im Vergleich zur dezentralen Installation in den einzelnen Haushalten.

Soll die Steigerung des Eigenverbrauchs nicht durch ein DSM-System sondern mit Hilfe von dezentralen Speichern realisiert werden, so ist hier ein Bedarf von durchschnittlich 3,7 kWh Speicherkapazität und 0,9 kW Speicherleistung je Haushalt notwendig, um jeweils exakt den gleichen Eigenverbrauchszugewinn zu erzielen, wie beim Einsatz des DSM-Systems.

2.10 Demo-Umsetzung des aDSM-Systems

Das Konzept des aktiven DSM-Systems soll auf der Ebene eines Netzknotens anhand eines Firmensparkplatzes mit Elektrofahrzeugen und PV-Anlage als Demonstration umgesetzt werden. Die fahrzeugspezifische aDSM-Steuerung soll mittels bereits vorhandener Kommunikation zwischen Elektroauto und Netz den optimalen Ladezeitpunkt auch in Abhängigkeit des SOC mittels PV-Einspeiseprognose ermitteln und die Ladestelle demnach öffnen oder schließen.

Die Koordination des Gesamtsystems wird hierbei in folgende Teilergebnisse gegliedert:

- Alle relevanten Geräte (Messgeräte, Logikschnittstellen) installiert
- Schnittstelle des aDSM-Systems und der Demonstrationsumgebung definiert
- Messung der Funktionstüchtigkeit durchgeführt

Im Folgenden werden sowohl die Methodik zur Erfüllung dieser drei Deliverables als auch die konkreten Ergebnisse sowie der Ausblick hierzu näher beschrieben.

2.10.1 Installation aller relevanten Geräte (Messgeräte, Logikschnittstellen)

Als Ort für die Demonstrationsumgebung wurde das Firmengelände (Hochgarage) der VKW in Bregenz gewählt. Das Gelände zeichnet sich durch eine 62,15 kWp Photovoltaikanlage sowie mehrere Lademög-

lichkeiten von Elektrofahrzeugen aus. Die intelligente Verknüpfung dieser zwei Komponenten ist die Aufgabe dieses Arbeitspakets.

Abbildung 126 zeigt alle relevanten Komponenten der Demo-Umsetzung, welche folgend aufgelistet sind:

- PV-Module, Wechselrichter und Web-Box von SMA [58]
- Elektrofahrzeug und Wallbox (P20) von KEBA [59]
- LAN-Verbindung mit Internetzugang zum Emailversand
- Steuerungseinheit – Controller von Raspberry Pi Foundation [60]

Innerhalb der Testphase an der TU Wien wurde ebenfalls die Implementation mittels dem Mikrocontroller „ARDUINO Uno“ [61] getestet. Tabelle 59 stellt die primären Eigenschaften der zwei Controller-Realisierungsmöglichkeiten gegenüber. Jedes der beiden Systeme hat hierbei seine Vor- und Nachteile. Für die konkrete Umsetzung in Bregenz entschied sich das Projektkonsortium für die Lösung mittels Raspberry Pi, da dieses System etwas leichter zugängliche Schnittstellen besitzt.

Tabelle 59: Übersicht der primären Eigenschaften der zwei Controllerrealisierungsmöglichkeiten

ARDUINO Uno (Mikrocontroller)
Bis auf Email-Versand in der Testphase alles implementiert
<u>Vorteile:</u> Weniger Verbrauch und wahrscheinlich robuster
<u>Nachteile:</u> PC für Programmänderung notwendig und wahrscheinlich im Leistungsumfang beschränkter
Raspberry Pi – Typ B (Vollständiger PC)
8 GB Speicher
Betriebssystem Linux
Programmiersprache Python (ähnlich wie C)

Alle Komponenten, im speziellen der Raspberry Pi, die PV-Anlage und die Wallbox, sind handelsübliche Geräte ohne hardwaretechnischen Zusätzen. Einzig die Wallbox P20 der Firma KEBA wurde mit der aktuellsten Firmware, welche erst in zukünftigen Serienauslieferungen verfügbar sein wird, upgedatet. Diese Firmware wurde dem Projektkonsortium ebenfalls dankenderweise von der Firma KEBA zur Verfügung gestellt.

Die in der Demoumsetzung verwendeten Schnittstellen und Kommunikationsmethoden sind im folgenden Abschnitt „Schnittstelle des aDSM-Systems und der Demonstrationsumgebung“ sowie die zur Validierung zusätzlich verwendeten Messgeräte in „Messung der Funktionstüchtigkeit“ näher beschrieben.

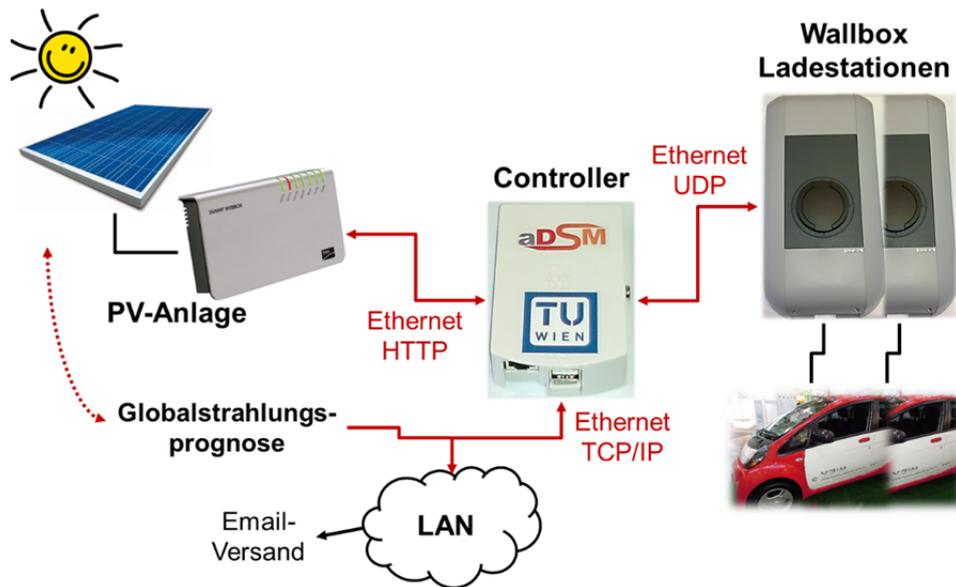


Abbildung 126: Übersicht aller relevanten Komponenten und Schnittstellen der Demo-Umsetzung

2.10.2 Schnittstelle des aDSM-Systems und der Demonstrationsumgebung

Die Schnittstellen und Kommunikationsmethoden fußen auf Standardprotokolle und sind ebenfalls in Abbildung 126 zusammenfassend dargestellt (rote Markierungen). Ausgehend vom Controller werden die PV-Anlage, die Wallbox und die LAN-Verbindung angesprochen. Folgend die einzelnen Schnittstellen im Detail beschrieben:

- **Controller ↔ PV-Web-Box:** Kommunikation über Ethernet (HTTP). Jede Minute wird die momentane Einspeiseleistung der Anlage über eine Web-Box-Abfrage eingeholt. In der Protokoll-Datei werden die Einspeiseleistung und ein eventueller Kommunikationsfehler mit der PV-Web-Box notiert.
- **Controller ↔ Wallbox:** Kommunikation über Ethernet (UDP – siehe dazu [62]). Jede Minute, jeweils nach der PV-Abfrage, wird ein Befehl des einzustellenden Maximal-Ladestroms (Bereich 6 bis 63 A je Phase) an die Wallbox gesendet. Alternativ kann die Ladung auch für eine bestimmte Zeit ganz ausgesetzt werden. Im Anschluss werden gewisse Fahrzeug- und Ladezustände von der Wallbox erfragt. In der Protokoll-Datei werden der eingestellte Ladestrom, der Ansteckzustand, die momentane Ladeleistung, der maximal mögliche Ladestrom bedingt durch die physikalische Ladekette sowie eventuelle Kommunikations-, Ladesteuerungs- und Speicherfehler notiert.
- **Controller ↔ LAN:** Kommunikation über Ethernet (TCP/IP). Jeden Tag um 23:59 wird die Protokoll-Datei via Email an die VLOTTE und TU Wien gesendet. Ebenfalls werden die Globalstrahlungsprognosewerte über diese Schnittstelle dem Controller zur Verfügung gestellt.

Der Aufbau der Schnittstellen sowie die ersten Testphasen wurden an der TU Wien durchgeführt. Dadurch und auf Grund der sehr fachkundigen Installation in Bregenz konnte die Realisierung der Demonstrationsumgebung reibungslos durchgeführt werden. Die validierenden Messungen werden im folgenden Abschnitt „Messung der Funktionstüchtigkeit“ näher beschrieben.

Aufbauend auf die Erkenntnisse aus Abschnitt 2.6 und 2.7 wurde die Berechnung der PV-Erzeugungprognose unter der Annahme vorhandener Globalstrahlungswerte in den Raspberry Pi im-

plementiert. Die vorhandenen MATLAB-Modelle wurden hierbei in die Programmiersprache Python übersetzt. Mit Hilfe dieser Berechnungsroutine kann nun der Controller selbständig zukünftige PV-Erzeugungsleistungen prognostizieren und diese in den Regelalgorithmus einplanen. Wie auch schon in Kapitel 2.8 erwähnt, sind Erzeugungsprognosen nur sinnvoll, wenn auch Lastprognosen durchgeführt werden. In diesem Fall, bei der Ladesteuerung der Elektrofahrzeuge, bedeutet dies, dass bekannt sein sollte, wann das Fahrzeug wieder gebraucht wird und ev. wie voll dann die Fahrzeugbatterie sein muss. Diese Informationen wären teilweise durch die Einbindung in das Fahrzeug-Reservierungssystem gegeben. Da dieses nicht Inhalt der Demo-Umsetzung ist, wurde die Erzeugungsprognose noch nicht im Regelalgorithmus berücksichtigt.

Der in der Demo-Umsetzung eingesetzte Regelalgorithmus stellt den Maximal-Ladestrom in Abhängigkeit der momentanen PV-Leistung ein. Dieser Algorithmus ist bewusst einfach gehalten, um den Fokus dieses Arbeitspakets auf die praktische Realisierung zu legen. Auch konnte die angestrebte Ladesteuerung mittels SOC-Abhängigkeit aufgrund mangelnder Kommunikation zwischen Fahrzeug und Wallbox nicht durchgeführt werden. Tabelle 60 stellt den verwendeten Regelalgorithmus tabellarisch dar. Mit der Höhe der PV-Einspeiseleistung wird ebenfalls der eingestellte Maximal-Ladestrom von 6 auf 16 A erhöht.

Tabelle 60: Beschreibung des derzeitig eingesetzten Regelalgorithmus

PV-Einspeiseleistung in kW	Eingestellter Ladestrom in A je Phase
0 ... 2	6
2 ... 4	8
4 ... 6	10
6 ... 8	12
8 ... 10	14
Mehr als 10	16

Abschließend zeigt Abbildung 127 den Installationsaufbau der Controllereinheit in der Demo-Umsetzung. In dem dort befindlichen Haustechnikschrank konnte der Raspberry Pi sehr einfach untergebracht werden. Die PV-Anlage befindet sich direkt auf dem Dach der Hochgarage und die Elektrofahrzeugabstellplätze sowie deren Lademöglichkeiten verteilt auf mehreren Ebenen.



Abbildung 127: Foto des Installationsaufbaus der Controllereinheit in der Demo-Umsetzung

2.10.3 Messung der Funktionstüchtigkeit

Elektrofahrzeuge, Photovoltaikanlage und Controller befinden sich, wie bereits in den vorhergehenden Kapiteln beschrieben, am Standort der Vorarlberger Kraftwerke. Die Erfassung der Erzeugungsleistung der Photovoltaikanlage geschieht mittels SMA-Sunny-Webbox. Diese Daten werden vom Controller (Raspberry PI) abgerufen und für die Einstellung der Ladestromstärke verwendet. Der Regelalgorithmus ist in Tabelle 60 dargestellt. Im ersten Schritt wurde ein Renault Kangoo Z.E. in das System implementiert.

Nach Installation des Controllers und der „UDP“-fähigen Wallbox wurde das System getestet. Bei Auswertung der jeweils um Mitternacht gesendeten CSV-Dokumente (siehe Abbildung 128), wurde ein Programmfehler erkannt, welcher sich durch eine Änderung des Ausleseverfahrens bereinigen ließ.

18.11.2013 09:41	31177	24000	7	3582838	16000	0	0	0	0
18.11.2013 09:41	30667	24000	-99	-99	-99	0	1	0	0
18.11.2013 09:41	30410	24000	-99	-99	-99	0	1	0	0
18.11.2013 09:42	30157	24000	-99	-99	-99	0	1	0	0
18.11.2013 09:42	30251	24000	-99	-99	-99	0	1	0	0
18.11.2013 09:42	30583	24000	7	3572935	16000	0	0	0	0
18.11.2013 09:43	33643	6000	-99	-99	-99	0	1	0	0
18.11.2013 09:44	31852	6000	7	1357045	16000	0	0	0	0
18.11.2013 09:45	32755	6000	7	1352670	16000	0	0	0	0
18.11.2013 09:46	17649	6000	7	1312788	16000	0	0	0	0
18.11.2013 09:46	15988	6000	7	1319069	16000	0	0	0	0

Abbildung 128: Auszug aus dem im ersten Test fehlerhaften Datenprotokolls

Das verwendete Softwareskript sieht derzeit keine komplette Verschiebung des Ladevorgangs vor. Somit wurde das Fahrzeug immer mit einer Mindeststromstärke von 6 Ampere, welche einer Leistung von 1,38 kW entspricht, geladen. Die maximale Ladestromstärke beträgt 16 Ampere bzw. eine Ladeleistung von 2,68 kW. Abbildung 129 zeigt das Profil vom 13.12.2013. Die Ladung des Fahrzeugs startete um 07⁰⁰ Uhr mit minimaler Stromstärke/Leistung. Ab 08³⁰ Uhr wandelte die PV-Anlage Energie um. Die PV-Anlagenleistung erreichte bereits um 09⁰⁰ Uhr den ersten Schwellwert, sodass die Ladeleistung erhöht wurde. Über den Vormittag folgte die Ladeleistung der Erzeugung nach dem vorgegebenen Algorithmus.

Um kurz nach 12⁰⁰ Uhr war die Ladung des Fahrzeugs beendet. Dieses Beispiel verdeutlicht die umgesetzte Verschiebung der Ladeenergie in die PV-ertragreichen Vormittagsstunden und somit ist die Funktionstüchtigkeit des aDSM-Systems bewiesen.

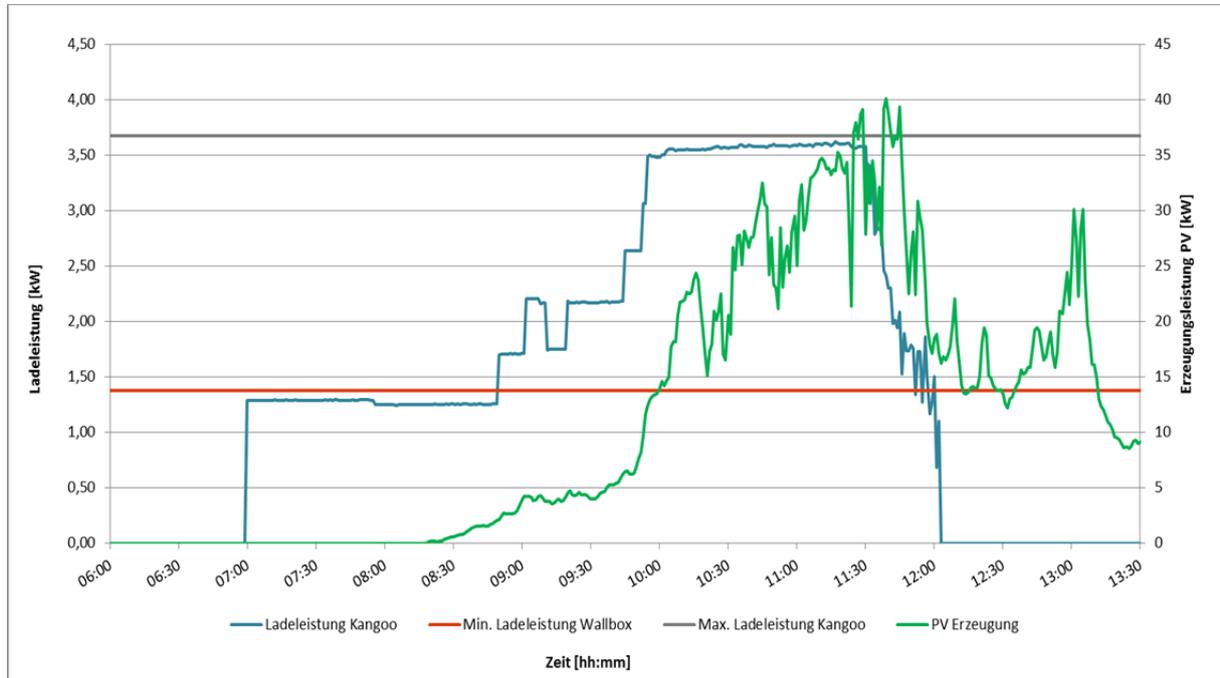


Abbildung 129: Erzeugungs- und Ladeleistung am 13.12.2103

Des Weiteren wurden folgende Fahrzeuge getestet:

- Renault Kangoo Z.E.
- Renault ZOE
- Smart ED
- Citroen C-Zero

Die Messergebnisse zeigen deutlich unterschiedliches Verhalten bei verschiedenen Fahrzeugtypen, jedoch war die Funktionstüchtigkeit des aDSM-Demosystem jederzeit gegeben. Somit bestätigt sich das gewählte System als sehr offen und im weiteren Einsatz als sehr praktikabel.

Die von der Wallbox vorgegebene Stromstärke entspricht dem Scheinstrom bzw. der Scheinleistung, jedoch wird von der Wallbox die Wirkleistung bzw. die Wirkstromstärke gemessen. Hier ist, besonders beim Modell Renault Zoe, ein erhöhter Blindstromanteil bei geringen Ladeströmen zu erkennen. Es gilt abzuwägen, welche Einstellungen – Minimierung der Stromstärke oder komplette Verschiebung der Ladung – für das Energienetz gewünscht werden. Abbildung 130 zeigt das Ladeprofil des Renault ZOE vom 15.11.2013. Bei einem minimalen Ladestrom von 6 Ampere ergibt sich eine Wirkladeleistung von nur 0,5 kW. Dies entspricht einem Wirkstrom von 2,17 Ampere.

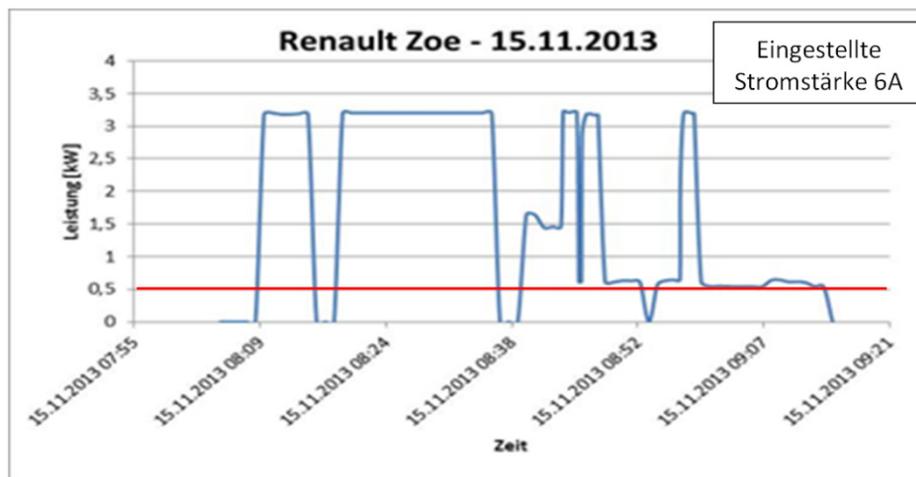


Abbildung 130: Ladekurve des Renault ZOE mit aDSM

Obwohl bisher alle Fahrten erledigt werden konnten, sind für eine gezielte Anwendung einem von Lastmanagement noch die Einbindung von Wetterprognosen, Buchungskalender der Fahrzeuge sowie der Batterieladezustand (SOC) essentiell. Nach Einbindung dieser Informationen kann auch eine komplette Verschiebung des Ladevorgangs realisiert werden.

2.10.4 Erkenntnisse und Ausblick

Die wichtigsten Erkenntnisse aus der Demo-Umsetzung in Vorarlberg sind folgend zusammengefasst:

- Diese Demoumsetzung ist kostengünstig in der Anschaffung, schnell installierbar und wartbar sowie ein offenes System (vor allem auch in Verbindung mit den höheren Systemebenen).
- Dadurch sind Erhöhungen im Eigenverbrauch mit PV-Anlage sowie Reduktion der auftretenden Residuallasten (Load Levelling) ohne erhebliche Mobilitätseinschränkungen möglich.
- Auch mehrere Elektrofahrzeuge sind mit einem Controller gesteuert worden. Es gibt Fahrzeugtypen, bei denen der Ladestrom aus netztechnischen Gründen nicht abgeregelt werden sollte.
- Berechnung der PV-Erzeugungsprognose mittels vorliegender Globalstrahlungsprognosewerte kann der Controller selbstständig durchführen.
- Somit konnte die Funktionsweise des aDSM-Systems auf unterster Ebene erfolgreich gezeigt werden.
- Vielseitige Anwendungen wie die zusätzliche Einbindung von Fahrzeug-Reservierungssystem, Gebäudeautomation und Stromnetzparameter sind denkbar. Das Wissen über den aktuellen Ladezustand (SOC) der Fahrzeugbatterie wäre ebenfalls noch sinnvoll zu implementieren (ISO/IEC 15118).
- VLOTTE und TU Wien sind bestrebt die derzeit implementierte Demo-Umsetzung in Folgeprojekten zu erweitern sowie dadurch mehrere Ladesteuerungskonzepte zu testen und validieren.

Abbildung 131 zeigt die obig angesprochenen Erweiterungen der Demo-Umsetzung in der Übersicht.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

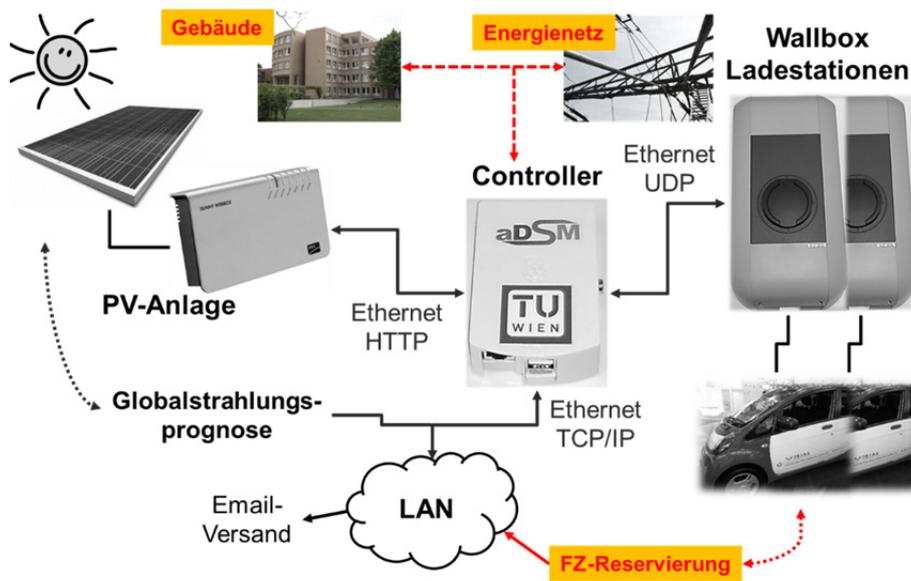


Abbildung 131: Übersicht möglicher Erweiterungen der Demo-Umsetzung

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Mit dem Forschungsprojekt aDSM hat man sich zum Ziel gesetzt, hierarchisch skalierbare Systeme mit dezentraler Intelligenz zu entwickeln, welche den Haushalts- sowie den zukünftigen Elektromobilitätsverbrauch flexibel an die lokal erzeugte, erneuerbare elektrische Einspeisung anpassen.

Zu diesem Zweck wurden die österreichischen Gebäude- und Wohnverhältnisse auf eine synthetische Modellsiedlung mit 60 Gebäuden, 126 Haushalten und 300 Bewohnern abgebildet und typische Gerätausstattungen angenommen. In Bezug auf den Pkw-Bestand wurden zukünftige Entwicklungen mit hohen Durchdringungen von Elektrofahrzeugen unterschiedlicher Typen berücksichtigt.

Das zugrunde gelegte elektrische Niederspannungsnetz beruht ebenfalls auf statistischen Größen, dessen Topologie als Mischform konzipiert wurde. Ein offener Ring repräsentiert den städtischen Bereich des Verteilnetzes während das Strahlennetz mit den z.T. langen Ausläufern verschiedene ländliche Verteilnetzbereiche darstellt. Durch diese Herangehensweise können unterschiedliche Netzsituationen in einem einzigen Betrachtungsgebiet abgebildet werden. Bei der Verteilung der Gebäude im Modellnetz wurde darauf geachtet, dass die angenommen praktischen Erfahrungswerte der Kabellängen zu einer plausiblen räumlichen Anordnung der Gebäude passen.

Darauffolgend wurde das Potenzial für die elektrische, regenerative Erzeugung der gesamten Modellsiedlung abgeschätzt. Da Windkraftanlagen typischerweise im Mittel- und Hochspannungsnetz angeschlossen werden, wurden somit ausschließlich Photovoltaikanlagen behandelt. Die österreichweite Potenzialabschätzung der gebäudeintegrierten Photovoltaikerzeugung wurde auf die 60 Gebäude der Modellsiedlung heruntergebrochen. Mit der gegebenen Anzahl an Gebäuden sowie den erhobenen Dachflächen wurde eine maximal installierbare Leistung je Gebäudetyp kalkuliert und die Gesamtleistung für eine 100%-ige Nutzung des dachintegrierten PV-Potenzials der Siedlung mit 813 kWp ermittelt. Die Einspeiseprofile (Minutenraster) der berücksichtigten PV-Anlagen wurden aus Messungen der Direkt- und Diffuseinstrahlung realer PV-Anlagen übernommen und auf verschiedene Ausrichtungen umgerechnet.

Damit eine vorausschauende Lastanpassung in das DSM-System integrierbar ist, wird eine Einspeiseprognose benötigt. Dafür wurde eine optimierte meteorologische Prognosen, insbesondere der Globalstrahlung, entwickelt sowie eine Validierung der Wind- und Globalstrahlungsprognosen durchgeführt. Dabei konnte die statistische Optimierung, welche eine Vielzahl an numerischen Vorhersagemodellen sowie deren charakteristische Eigenschaften berücksichtigt, die Prognosegüte im Mittel signifikant verbessert werden.

Basierend auf den meteorologischen Daten wurde ebenfalls eine Photovoltaikleistungsprognose für unterschiedliche Standorte und Zeithorizonte aufgebaut und validiert. Die Ergebnisse wurden für die Erstellung einer Intraday-Prognose der PV-Einspeisung innerhalb der Modellsiedlung verwendet. Darüber hinaus konnten die entwickelten Prognosemodelle für den Aufbau einer operativen Prognose basierend auf meteorologischen Inputgrößen genutzt werden. Die operative Inbetriebnahme der APG wurde im August 2013 verwirklicht.

Zur Beschreibung des DSM-Potentials der Haushalte, also die Qualität der direkten Verwertung der lokalen Einspeisung durch Steuerung der Leistungsaufnahme von Geräten und Elektrofahrzeugen, wurden zwei wesentliche Kenngrößen herangezogen. Einerseits der Eigenverbrauchsanteil, welcher jenen Anteil der erzeugten (Photovoltaik-)Einspeisung angibt, der zeitgleich und direkt am betrachteten Netzknoten genutzt werden kann, und andererseits der Autarkiegrad, der jenen Anteil des Gesamtstrombedarfs darstellt, welcher durch die dezentrale Einspeisung gedeckt wird.

Um das DSM-Potenzial im Haushalt bestmöglich ermittelt zu können, wurde jedes steuerbare Geräte und Elektrofahrzeug als einzelnes Objekt modelliert und mit einem auf Statistiken und Erhebungen beruhenden Verbrauchsverhalten für ein gesamtes Kalenderjahr hinterlegt. Mit den erstellten Daten ist es nun möglich, jedes Gerät und E-Fahrzeug im DSM-System anzusteuern und dessen Betrieb minutlich zu beeinflussen. Dies geschieht über einen sog. Haushaltscontroller (die zentrale Steuereinheit im Haushalt), welcher die Residuallast des Haushalts überwacht, die sich aus der Einspeisung der PV-Anlage und der Verbraucher ergibt. Seine Aufgabe besteht darin, die Residuallast für jede Minute zu minimieren

Darüber hinaus wurde ebenfalls ein Siedlungscontroller modelliert, der analog zum Haushaltscontroller versucht die Residuallast der Siedlung – also jene am NS-Trafo – zu reduzieren und somit den Eigenverbrauchsanteil der gesamten Modellsiedlung zu erhöhen. Weiters sendet der Siedlungscontroller zusätzliche Steuersignale an die untergeordneten Haushalte, wenn der Trafo bzw. die Strangleitungen festgelegte Auslastungsgrenzen überschreiten.

Für beide Steuerebenen wurden diverse Szenarien und Fallunterscheidungen gerechnet und analysiert. Die wesentlichen Projektergebnisse und Schlussfolgerungen des Projekts aDSM sind auf den nachfolgenden Seiten in fünf konkrete Kernaussagen zusammengefasst.

Damit das entwickelte Konzept des aktiven DSM-Systems nicht nur Theorie bleibt, wurde auf Ebene eines Netzknotens anhand eines Firmenparkplatzes mit Elektrofahrzeugen und PV-Anlage eine Demo-Umsetzung realisiert. Die fahrzeugspezifische aDSM-Steuerung ermittelt dabei in Abhängigkeit der PV-Einspeisung die optimale Ladeleistung und sendet diesen zur Ladestation, welche den Ladestrom in weiterer Folge entsprechend nachregelt. Die Demonstration zeigte, dass eine kostengünstige sowie schnell installierbare Realisierung mittels offenen Systemen durchführbar ist.

1) DSM steigert den Eigenverbrauch der Photovoltaikanlage und den Autarkiegrad des Haushaltes deutlich

- Ohne DSM besitzt eine typische österreichische Siedlung, die das gesamte PV-Potenzial der Dachflächen ausnützt sowie die Verwendung von Elektrofahrzeugen berücksichtigt – einen Eigenverbrauchsanteil von 19,9 % sowie einen Autarkiegrad von 24,3 %. Dabei hängen beide Größen naturgemäß sehr stark von der Auslegung der PV-Anlage ab.
- Mit einer Steuerung der Haushaltsverbraucher (Geräte und Elektrofahrzeuge) mittels einfacher DSM-Regeln kann der Eigenverbrauchsanteil dieser Modellsiedlung auf 28,2 % (+ 41,7 % relativ) sowie der Autarkiegrad auf 35,3 % (+ 45,3 % relativ) verbessert werden. Jedoch sind hierbei die DSM-Potenziale von Geräten und Elektrofahrzeugen keines Falls additiv.
- Für einen 3-Personenhaushalt in einer Doppelhaushälfte und einer PV-Anlage mit 6 kWp sowie einem Elektrofahrzeug bedeutet das: Dieser Haushalt erzielt mit DSM einen Eigenverbrauchsanteil von 30,0 % (+ 74,9 % relativ) sowie einen Autarkiegrad von 39,7 % (+ 75,5 % relativ).

2) Geräte zum Kühlen und Heizen sowie Elektrofahrzeuge besitzen das größte DSM-Potenzial

- Das DSM-Potenzial von Kühl- und Gefrierschränken sowie der Raumheizung und Warmwasseraufbereitung fällt am größten aus. Werden nur diese zyklisch arbeitenden Geräte und Anlagen mit einer entsprechenden Abschaltverzögerung sowie Leistungsreduktion gesteuert, dann erzielt die Modellsiedlung einen Eigenverbrauchsanteil von 26,14 % (+ 31,4 % relativ) sowie einen Autarkiegrad von 32,0 % (+ 31,5 % relativ).
- Wird hingegen alleinig die Ladeleistung der berücksichtigten rein elektrischen und plug-in hybriden Elektrofahrzeuge nach dem aktuellen PV-Dargebot stufenlos gesteuert, so kann der Eigenverbrauchsanteil der Modellsiedlung auf 25,0 % (+ 25,5 % relativ) sowie der Autarkiegrad auf 31,4 % (+ 29,2 % relativ) angehoben werden. Diesem Ergebnis liegt eine E-Fahrzeug-Durchdringung von rund zwei E-Autos je drei Haushalte zugrunde.
- Bei der Demoumsetzung in Vorarlberg konnten die DSM-Regeln für eine PV-orientierte Ladensteuerung von mehreren Elektrofahrzeugen erfolgreich umgesetzt und die Funktionalität des implementierten DSM-Systems im realen Umfeld getestet und validiert werden.

3) Die Beleuchtung sowie alle nicht elektrothermischen Geräte im Haushalt (auch Waschmaschinen und Geschirrspüler) weisen hingegen ein geringes DSM-Potenzial auf

- Die vielzitierte Steuerung von Waschmaschinen und Geschirrspüler sowie von Haushalts-elektronik und Raumbeleuchtung besitzt ein geringes DSM-Potenzial, da sie im Gegensatz zu den elektrothermischen Geräten und den Elektrofahrzeugen keine Speichereigenschaften aufweisen.
- Weiters kommt es durch die DSM-bedingte Verschiebung der Startvorgänge bzw. Reduktion der Momentanleistungen zu einer direkten Beeinflussung des Nutzerkomforts.

4) DSM hat keine signifikante Auswirkung auf die maximale Auslastung der Komponenten im Niederspannungsnetz

- Generell kann festgehalten werden, dass es bei NS-Netzen mit hoher PV-Einspeisung in den Sommermonaten vermehrt zu Überspannungen an den Netzknoten sowie zu Überlastungen der Netzkomponenten kommt. In der Modellsiedlung wurde eine Ausnutzung des 100 %-igen PV-Potenzials der vorhandenen Dachflächen angenommen. Die daraus resultierenden negativen Netzauswirkungen können durch optimierte DSM-Steuerung, selbst bei perfekter Erzeugungs- und Lastprognose, nur marginal verringert werden. Die max. Reduktion der Trafoauslastung beträgt 10 % relativ.
- Eine zusätzliche, übergeordnete Steuerung auf Siedlungsebene ändert an den Auslastungen der Netzkomponenten nichts. Es werden Trafoauslastungsreduktionen von max. 3 % (relativ) erreicht.

5) Die Qualität der PV-Erzeugungsprognose konnte mit den entwickelten Methoden wesentlich verbessert werden

- Der Einsatz von Erzeugungsprognose – ohne ebenfalls die elektrische Haushaltslast sowie die Nutzungsweise der Elektrofahrzeuge vorherzusagen – bringt in Bezug auf DSM keine Verbesserung des Eigenverbrauchanteils bzw. Autarkiegrades.
- Jedoch konnte die entwickelte Methode zur PV-Erzeugungsprognose in den operativen Betrieb eingebunden und somit die PV-Vorhersage der österreichischen Ökobilanzgruppe verbessert werden. Der Prognosehorizont wurde dadurch auf bis zu vier Tage erweitert.

4 Ausblick und Empfehlungen

Das Konsortium des Forschungsprojektes aDSM konnte allgemein viel Wissen bezüglich Demand-Side-Management im Haushalt und im Speziellen zur Höhe des verfügbaren DSM-Potential der Geräte und Elektrofahrzeuge, zur Formulierung der DSM-Steueralgorithmen sowie zur möglichen Umsetzung eines DSM-Systems aufbauen.

Wie in jedem Forschungsprojekt werden einige Türen geschlossen und weitere geöffnet. Deshalb plant das Projektkonsortium auch zukünftig im Bereich des Demand-Side-Managements und der Einspeise- sowie Leistungsprognose zu forschen und an die gewonnenen Projektergebnisse anzuknüpfen. Weiters empfiehlt das Projektkonsortium aufgrund der im Projekt aDSM ergänzenden Fragestellungen eine weitere Verfolgung und Förderung diese Themengebietetes.

Folgende relevante Punkte bzw. Fragestellungen sollten über das Projekt aDSM hinaus in weiteren Forschungsaktivitäten vertiefen untersucht werden:

Erzeugungs- und Leistungsprognose:

- Weiterentwicklung der META-Prognose sowie Kombination mit INCA zur flächigen Prognose
- Verbesserung der Windprognose durch statistische Korrekturen
- Ausdehnung des Anwendungsgebietes der Windprognose (z.B. auf Zivilschutzorganisationen)
- Einbeziehung einer Satelliten gestützten Bevölkerungsprognose zur Verbesserung der Globalstrahlungsprognose

Demand-Side-Management:

- Implementierung von lokalen, dezentralen Speichern in die Modellsiedlung
- Bildung von Hybridnetzen (elektrisch, thermisch, Gas,...) und Kombination mit KWK-Anlagen
- Erweiterung auf Industrie- und Gewerbenetze
- Veränderung der Rahmenbedingungen weg vom Arbeits-, näher in Richtung PV-Leistungspreis
- Entwicklung von Geschäftsmodellen (Vergütung von Ausgleichseffekten zwischen Haushalt und Netzen)
- Weitere Zielsetzungen: Lieferung von Regelleistung, Eingriff auf bzw. Abregelung der PV-Anlagen durch TSO,...

DSM-Umsetzung:

- Implementierung von Erzeugungsprognose
- Interaktion mit dem Fahrer um Mobilitätsbedarf abbilden zu können
- Berücksichtigung des Batterieladezustandes und von Netzzuständen
- Kombination mit Gebäudetechnik (Smart Home)
- Optimierung des Eigenverbrauch

5 Literaturverzeichnis

- [1] S. Ghaemi, Efficiency potential in private sector in ADRES, TU Wien - ESEA: Dissertation, 2011.
- [2] Statistik Austria, „Gebäude- und Wohnungszählung 2001,“ Verlag Österreich GmbH, 1070 Wien, 2004.
- [3] K. Heuck, K.-D. Dettman und D. Schulz, Elektrische Energieversorgung, Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2010.
- [4] TU Wien, ESEA - EA, „ADRES Concept,“ FFG, 2011.
- [5] Statistik Austria, „Strom- und Gastagebuch 2008,“ Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2009.
- [6] F. Zeilinger und A. Einfalt, „Modell für hochauflösende synthetische Haushaltslastprofile,“ in *12. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2012.
- [7] O.Ö. Energiesparverband, „Energie-effiziente Beleuchtung - Leitfaden zur Beschaffung,“ O.Ö. Energiesparverband, Linz, Austria, 2009.
- [8] F. Zeilinger, „Simulation von Demand Side Management mit frequenzabhängigen Lastprofilen in Inselnetzen,“ 2010.
- [9] O. Kalab, „Standardisierte Lastprofile,“ [Online]. Available: http://portal.wko.at/wk/dok_detail_file.wk?AngID=1&DocID=603304&StID=289986. [Zugriff am 12 März 2013].
- [10] A. Einfalt, A. Schuster, C. Leitinger, D. Tiefgraber, M. Litzlbauer, S. Ghaemi, D. Wertz, A. Frohner und C. Karner, „ADRES-Concept - Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Regenerative EnergieSysteme,“ Technische Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wien, 2011.
- [11] C. Groß, „Power Demand Side Management - Potentiale und technische Realisierbarkeit im Haushalt,“ Diplomarbeit, TU Wien - ESEA, 2008.
- [12] I. Knight, H. Ribberink, N. Kreutzer, M. Manning und M. Swinton, „European and Canadian non-HVAC Electric and DHW Load Profiles for Use in Simulating the Performance of Residential Cogeneration Systems,“ Ottawa, 2007.
- [13] T. Siebenhüner, „Demand-Side-Management von Kleinverbrauchern,“ Diplomarbeit, Technische Universität Wien, 2006.
- [14] Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz (FWS), „Wärmepumpen-Statistiken,“ 31.12.2012. [Online]. Available: <http://www.fws.ch/statistiken.html>. [Zugriff am 14.02.2014].

- [15] H. Brockmann, „Wärmepumpen Verbrauchsübersicht,“ 31.12.2012. [Online]. Available: <http://www.waermepumpen-verbrauchsdatenbank.de/index.php?lang=de>. [Zugriff am 24.02.2014].
- [16] Z. Xu, J. Østergaard, M. Togeby und C. Marcus-Møller, „Design and Modelling of Thermostatically Controlled Loads as Frequency Controlled Reserve,“ in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007*, 2007.
- [17] F. Kupzog, „Frequency-responsive load management in electric power grids,“ Dissertation, Technische Universität Wien, 2008.
- [18] E. Schmutzner, M. Aigner, L. Fickert und M.-O. Anaca, „Leistungseinsparpotentiale elektrischer Haushaltsgeräte durch den koordinierten Einsatz smarterer Technologien,“ in *7. Internationale Energiewirtschaftstagung*, Wien, 2011.
- [19] Herry M., Steinacher I., Tomschy R., „Mobilität in Vorarlberg – Ergebnisse der Verkehrsverhaltensbefragung 2008,“ HERRY Consult GmbH im Auftrag des Amtes der Vorarlberger Landesregierung, Abt. VIa – Allgemeine Wirtschaftsangelegenheiten, Endbericht, Wien, 2009.
- [20] Herry, M., Russ, M., Schuster, M. Tomschy, R., „Mobilitätsanalyse Stadt Salzburg und Umgebung 2004,“ Endbericht Version 1.0, Magistrat der Stadt Salzburg, Wien, Juli 2005.
- [21] Herry, M., Sedlacek, N., Steinacher, I., „Verkehr in Zahlen – Österreich,“ Ausgabe 2007, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, November 2007.
- [22] Herry, M., Steinacher, I., Tomschy, R., „Mobilität in NÖ – Ergebnisse der landesweiten Mobilitätsbefragung 2008,“ Amt der NÖ Landesregierung, Abteilung für Gesamtverkehrsangelegenheiten, Wien, 2008.
- [23] Infas, DLR, „Mobilität in Deutschland 2008,“ Ergebnisbericht, Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Bonn und Berlin, Februar 2010.
- [24] Leitinger, C., Litzlbauer, M., Schuster, A., et al., „Smart Electric Mobility – Speichereinsatz für regenerative elektrische Mobilität und Netzstabilität,“ FFG-Forschungsprojekt, NE2020, 2. AS, Projektnummer: 821886, Endbericht, Wien, 2011.
- [25] Schuster, A., „aDSM 2. Konsortialmeeting,“ Protokoll, TU Wien, 19. April 2012.
- [26] Litzlbauer, M., „Grid integration of electric vehicles considering the mobility needs,“ Vortrag, 26th International Electric Vehicle Symposium, Los Angeles, USA, Mai 2012.
- [27] Schuster, A., „aDSM 3. Konsortialmeeting,“ Protokoll, TU Wien, 28. Juni 2012.
- [28] Haas, R., Kloess, M., et al., „Elektra - Entwicklung von Szenarien der Verbreitung von Pkw mit teil- und vollelektrifiziertem Antriebsstrang unter verschiedenen politischen Rahmenbedingungen,“ A3plus - Austrian Advanced Automotive Technology, Projektnummer: 816074, Endbericht, Wien, 2009.

- [29] D. Burnier de Castro, R.K. Rezania, M. Litzlbauer, „Auswirkung verschiedener Elektromobilitätsszenarien auf die Spannungsqualität von Niederspannungsnetzen unter Betrachtung der Phasenunsymmetrie,“ Vortrag, 12. Symposium Energieinnovation, Graz, Februar 2012.
- [30] Schuster, A., Leitinger, C., Brauner, G., „Begleitforschung der TU Wien in VLOTTE,“ Endbericht, <http://www.e-connected.at>, April 2010.
- [31] VLOTTE, „Statusbericht der E-Mobilitätsmodellregion VLOTTE,“ <http://www.e-connected.at>, Juni 2012.
- [32] ElectroDrive Salzburg, „Statusbericht der E-Mobilitätsmodellregion ElectroDrive Salzburg,“ <http://www.e-connected.at>, Juni 2012.
- [33] Illwerke VKW, Energieinstitut Vorarlberg, Klima- und Energiefonds, „Monitoring Modellregion VLOTTE - Kurzfassung,“ <http://www.e-connected.at>, August 2012.
- [34] Vorarlberger Elektroautomobil Planungs- und Beratungs GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft – TU Wien, Klima- und Energiefonds, „Wesentliche Ergebnisse der E-Mobilitäts-Modellregion VLOTTE,“ <http://www.e-connected.at>, Dezember 2012.
- [35] Pötscher, F., Winter, R., Lichtblau, G., „Elektromobilität in Österreich – Szenario 2020 und 2050,“ Umweltbundesamt, Endbericht, im Auftrag des Verbund, Wien, 2012.
- [36] Statistik Austria, „Kraftfahrzeuge – Bestand,“ www.statistik-austria.at, 10.12.2012.
- [37] Geringer, B., et al., „Batterieelektrische Fahrzeuge in der Praxis,“ , Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik, TU-Wien, Endbericht, im Auftrag des ÖVK und des ÖAMTC, Wien, 2012.
- [38] Groß, C., „Demand Side Management Potenzial im Haushalt,“ AP1-Endbericht, Forschungsprojekt aDSM, TU Wien, Dezember 2012.
- [39] Wang Y., Haiden T., Kann A., „The operational limited-area modelling system at ZAMG: ALA-DIN-Austria,“ Österreich. Beitr. Meteorol. Geophys. 37: ISSN 1016–6254, 2006.
- [40] Gerard L., Piriou J.M., Brozkova R., Geleyn J.-F., Banciu D., „Cloud and precipitation parameterization in a meso-gamma scale operational weather prediction model,“ Mon. Weather Rev. 137: 3960–3977, 2009.
- [41] Wittmann, C., T. Haiden, and A. Kann, „Evaluating multiscale precipitation forecasts using high resolution analysis,“ Adv. Sci. Res., 4, 89–98., 2010.
- [42] Haiden, T., Kann, A., Wittmann, C., Pistotnik, G., Bica, B., and Gruber, C., „The Integrated Now-casting through Comprehensive Analysis (INCA) system and its validation over the Eastern Alpine region,“ Wea. Forecasting, 26, 166-183, doi: 10.1175/2010W, 2011.
- [43] Haiden, T., Kann, A., Pistotnik, G., Stadlbacher, K., and Wittmann, C., „Integrated Nowcasting through

- Comprehensive Analysis (INCA) - System description,“ ZAMG, Vienna, 60pp.
http://www.zamg.ac.at/fix/INCA_system.pdf, 2010.
- [44] Y. Wang, C. Williamson, D. Garvey, S. Chang, and J. Cogan, „Application of a multigrid method to a mass-consistent diagnostic wind model,“ *J. Appl. Meteor.*, 44, pp. 1078-1089., 2005.
- [45] Derrien, M. and Le Gleau, H., „MSG/SEVIRI cloud mask and type from SAFNWC,“ *Int. J. Remote Sens.*, 26, 4707–4732, 2005.
- [46] Barry, R.G., *Mountain Weather and Climate*, London: Routledge, 1992.
- [47] TU Wien, ESEA, „Super-4-Micro-Grid,“ in *Projektendbericht*, Wien, 2011.
- [48] Statistik Austria, „Österreichs Städte in Zahlen,“ 2011 .
- [49] e. a. Lödl, „Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland,“ in *11. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2010.
- [50] R. Schlager, „Möglichkeiten und Anforderungen an Speichertechnologien im Verteilnetz bei einem starken Ausbau dezentraler Erzeugungseinheiten,“ in *IEWT*, Wien, 2013.
- [51] H. Fechner, „Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 2. s.l.,“ in *Österreichischer Klima- und Energiefonds*, 2009.
- [52] „Visplore - Documentation of Features,“ *vrvis* , (Status: 24.08.2012).
- [53] J. Friedman, „Multivariate Adaptive Regression Splines,“ *The Annals of Statistics*, Bd. 19, Nr. 1, pp. 1-141, 1991.
- [54] Metalogic, „mP Energy 3.1: Verbrauchsprognosen in der Energiewirtschaft,“ 2010.
- [55] J. Weniger und V. Quaschnig, „Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern,“ *28. Symposium - Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein*, 2013.
- [56] C. Groiß, *Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils an der österreichischen Elektrizitätsversorgung*, Wien: Dissertation an der TU Wien, 2013.
- [57] K. Gillingham, M. J. Kotchen, D. S. Rapson und G. Wagner, „Energy policy: The rebound effect is overplayed,“ *Nature*, Bd. 493, pp. 475-476, 2013.
- [58] C. Groiß, *DSM-Potenziale in einer österreichischen Modellsiedlung*, Wien: 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2013.
- [59] „SMA,“ SMA Solar Technology AG, [Online]. Available: <http://www.sma.de/>. [Zugriff am 30 01 2014].

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

[60] „KEBA,“ KEBA AG, [Online]. Available: <http://www.keba.com/de>. [Zugriff am 30 01 2014].

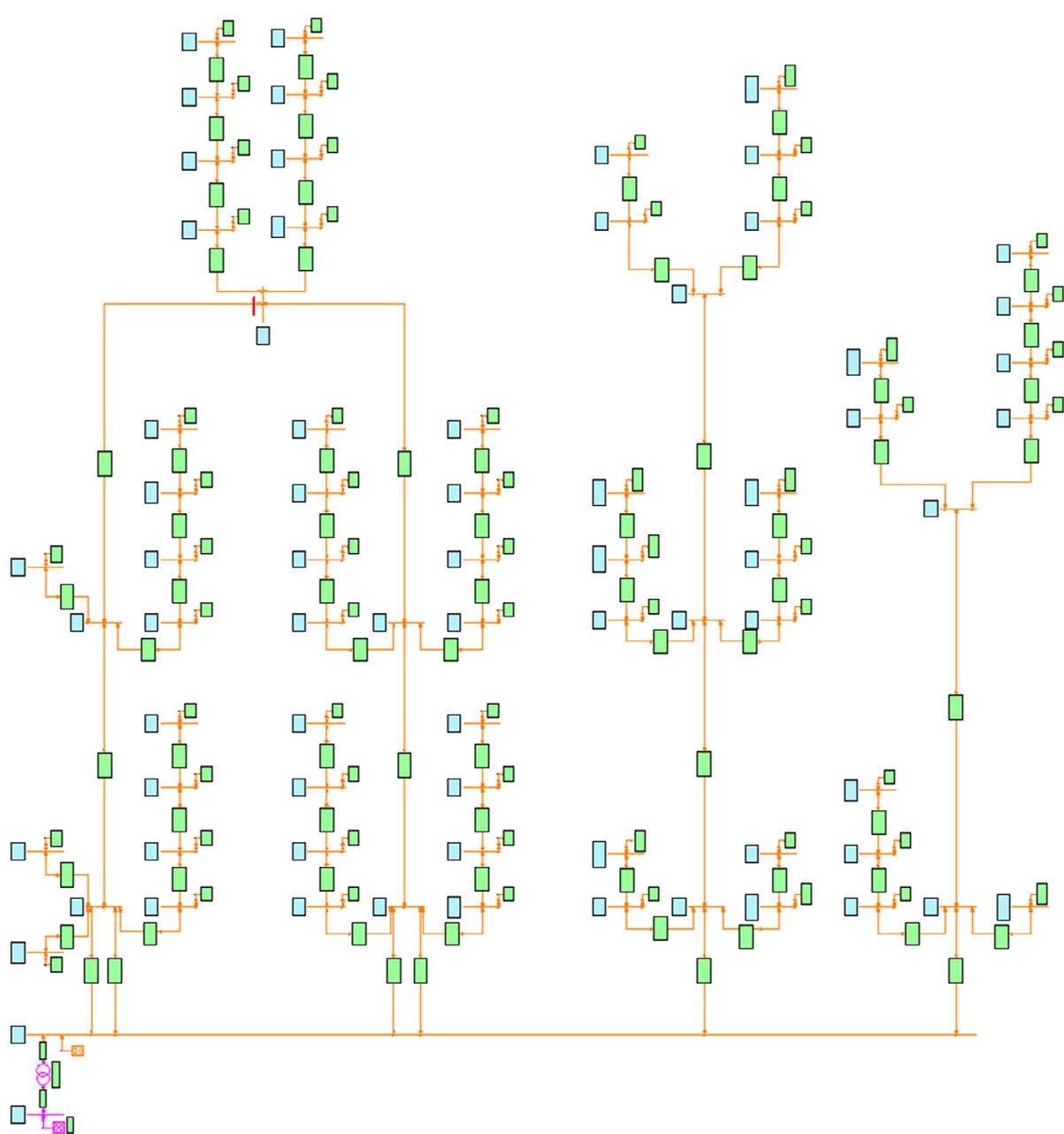
[61] „Raspberry Pi,“ Raspberry Pi Foundation, [Online]. Available: <http://www.raspberrypi.org/>. [Zugriff am 30 01 2014].

[62] „Arduino,“ Arduino SA, [Online]. Available: <http://arduino.cc/>. [Zugriff am 30 01 2014].

[63] KEBA AG, „KeContact P20 - UDP Programmers Guide,“ Linz, 2013.

6 Anhang

6.1 Schaltplan des aDSM-Netzes



7 Kontaktdaten

Antragsteller:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang GAWLIK
Technische Universität Wien
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Gußhausstraße 25 / E370 - 1
+43 (0)1 58801 370 111
+43 (0)1 58801 370 199
wolfgang.gawlik@tuwien.ac.at
<http://www.ea.tuwien.ac.at/projekte/adsm/>

Projektpartner:

P1: Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik
P2: Vorarlberger Elektroautomobil Planungs- und BeratungsGmbH
P3: Austrian Power Grid AG