



Photovoltaikstrom-Eigenverbrauchsoptimierung mit aktivem Demand Side Management auf Siedlungsebene

Diplomarbeit

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs

unter der Leitung von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang GAWLIK
Proj. Ass. Dipl.-Ing. Markus HEIMBERGER, M.A.

eingereicht an der

Technischen Universität Wien
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

von

Simon Stukelj
Myrthengasse 10/20
1070 Wien

Wien, am 28.9.2014

Danksagung

Zu Beginn möchte ich mich bei all jenen bedanken, die mir während meines Studiums beigestanden sind und an mich geglaubt haben.

Mein größter Dank gilt dabei meinen Eltern, die mir viel Geduld und Unterstützung vor allem in schwierigen Phasen meines Studiums zukommen haben lassen.

Ein herzliches Dankeschön muss auch den Assistenten des Instituts für Energiesysteme und elektrische Anlagen an der TU Wien für ihren kollegialen Beistand ausgesprochen werden. Im Besonderen sind hier Hr. DI Markus Litzlbauer und Hr. DI Michael Chochole zu erwähnen. Beide waren wichtige Ansprechpartner bei komplizierten Problemstellungen und standen mir oft mit Rat und Tat zur Seite.

Nicht zuletzt möchte ich natürlich den Betreuern meiner Diplomarbeit, Hrn. Univ. Prof. Wolfgang Gawlik und insbesondere Hrn. DI Markus Heimberger für die vielen anregenden Gespräche und konstruktive Kritik danken.

Kurzfassung

Dezentrale Energieerzeugung spielt seit vielen Jahren eine wichtige Rolle in der elektrischen Energieversorgung. Im Speziellen sind regenerative Energiequellen, allen voran die Photovoltaik (PV), durch staatliche Förderungen auch für kleine Erzeugungseinheiten bereits seit Jahren mittelfristig wirtschaftlich.

Zieht man unsichere Förderbedingungen und vergleichsweise hohe Investitionskosten in Österreich in Betracht, kann ein wirtschaftlicher Betrieb von PV-Anlagen aber auch durch Steigerung des Eigenverbrauchsanteils erreicht werden.

Im Zuge der vorliegenden Diplomarbeit werden verschiedene Möglichkeiten der PV-Strom-Eigenverbrauchsoptimierung auf Haushaltsebene analysiert. Dabei werden zwei methodische Ansätze verfolgt.

Zum einen kommt aktives Lastmanagement (Demand Side Management - DSM) zum Einsatz, um die Aktivitäten von Haushaltsgeräten zu Zeiten ausreichender dezentraler Erzeugung zu verschieben.

Andererseits wird das innovative Konzept des Generation Curve Fittings (GCF) vorgestellt. Dabei werden bereits in der Planungsphase Größe und Ausrichtung von feststehenden PV-Modulen so optimiert, dass die zu erwartende regenerative Energieerzeugung unter Berücksichtigung der lokalen Verhältnisse und das (unbeeinflussbare) Lastprofil möglichst gut in Einklang gebracht werden.

Abschließend wird ein Vergleich der Eigenverbrauchsanteile für verschiedene Szenarien gezogen. Unter Verwendung beider Verfahren kann eine Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils sowie des Autarkiegrades auf 90% und 35% festgestellt werden.

Mittels Lastflusssimulationen wird die Machbarkeit aus Netzsicht für ausgewählte Anwendungsfälle verifiziert.

Abstract

Distributed electricity generation has been experiencing a constant growth since many years. Due to governmental incentives it was possible to achieve an economic operation especially of domestic Photovoltaic(PV)-systems.

Considering uncertain public funding structures and comparatively high investment costs in Austria, a financial amortization can also be attained by enhancing the direct-use of generated solar energy.

The present master thesis analyzes various methods for increasing the own consumption for domestic PV-electricity generation. Two different approaches are being developed.

First, the well-known Demand-Side-Management (DSM) is used to shift household appliances activities' to peak-times of decentralized power production.

Secondly, an innovative method called Generation Curve Fitting (GCF) is presented. For this purpose, stationary grid-connected PV-systems are modelled in a way that makes it possible to bring in line the generation profile with with one years' synthetically created domestic load profiles.

By using a combination of these two approaches, one can maximize both: the degree of own consumption as well as the degree of energy self-sufficiency.

Finally, a comparison is drawn in order to demonstrate the own consumption ratio for different scenarios. It is shown that ownconsumption-rates of up to 90% at an autarky-level of 35% can be achieved.

The results of loadflow-simulations verify the feasibility of the proposed methods.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Bestehende Arbeiten - ein kurzer Überblick	2
1.2	Aufbau der Diplomarbeit	3
1.3	Siedlungsmodell	3
1.4	Annahmen und Idealisierungen	6
1.5	Definitionen	6
2	Sonnenstrahlung und PV	7
2.1	Einleitung	7
2.1.1	Grundlagen Sonnenstrahlung	7
2.1.2	Qualität der Daten	10
2.2	Generierung einer repräsentativen Woche aus gemessenen Solarstrahlungsdaten	11
2.2.1	Verarbeitung der Daten und Bestimmung der repräsentativen Woche(n)	11
2.3	Berechnung der PV-Ausgangsleistung	15
2.3.1	Grundlagen Photovoltaik	15
2.3.2	Ermittlung der Anlagenvarianten	16
2.3.3	Reduktion von 370 auf 21 Anlagenvarianten und Bildung von Leistungsmittelwerten	17
2.3.4	Gesamtwirkungsgrad und Einflussfaktoren	17
2.4	Ergebnisse	20
3	Lastgänge	23
3.1	Einleitung	23
3.1.1	Grundlagen Lastprofile	23
3.1.2	Qualität der Daten	24
3.2	Generierung einer repräsentativen Woche aus synthetischen Haushaltslastprofilen	27
3.2.1	Verarbeitung der Daten und Bestimmung der repräsentativen Woche(n)	27
3.2.2	Visualisierung der Ergebnisse	29
3.3	Generierung einer repräsentativen Woche aus einem H0 Standardlastprofil	30
3.3.1	Visualisierung der Ergebnisse	30
3.4	Annäherung des kumulierten, synthetischen Lastprofils an das H0 Lastprofil	33

4	Optimierung	35
4.1	Einführung	35
4.2	Grundlagen der linearen Optimierung	35
4.2.1	Ganzzahlige lineare Optimierung	36
4.2.2	YALMIP	37
4.2.3	Solver	37
4.3	Einsatz von ganzzahliger linearer Optimierung für GCF und DSM	38
4.3.1	GCF	38
4.3.2	DSM	40
4.3.3	Minimalbeispiel GCF	47
4.3.4	Minimalbeispiel DSM	49
4.3.5	Minimalbeispiel GCF und DSM	51
4.4	Szenarien	52
4.4.1	Wirtschaftlichkeit	52
4.4.2	Mathematische Formulierung der Optimierungsaufgabe(n)	54
4.4.3	Gewichtung der repräsentativen Wochen	56
4.4.4	Hauptszenario: GCF	57
4.4.5	Referenzszenario 1 (RS1) - Optimierung einer südausgerichteten PV-Anlage auf jährlichen Energieverbrauch	57
4.4.6	Referenzszenario 2 (RS2) - GCF mit südausgerichteten PV - Anlagenvarianten	58
4.4.7	Referenzszenario 3 (RS3) - GCF ohne modularer Verschaltung des PV-Generators	59
4.4.8	Zusammenfassung	59
5	Ergebnisse	61
5.1	Optimierungsergebnisse	61
5.2	Ergebnisse der Lastflussberechnung	70
6	Schlussfolgerungen und Ausblick	73
	Literaturverzeichnis	76
	Abbildungsverzeichnis	77
	Tabellenverzeichnis	78

1 Einleitung

Der Einsatz erneuerbarer Energien ist eng an deren Volatilität gekoppelt. Vor allem Photovoltaik (PV) und Windkraft als Möglichkeit der dezentralen Stromerzeugung spielen eine immer bedeutendere Rolle im elektrischen Energiemix. Durch staatliche Förderungen sind photovoltaische Anlagen bereits seit Jahren mittelfristig wirtschaftlich, ebenso führt ein entsprechend erhöhter Eigenverbrauch (EV) zur PV-Netzparität – auch ohne Subventionen [1]. Im Zuge der Energiewende muss auch der Netzausbau vorangetrieben werden, damit überschüssige Energie abtransportiert werden kann.

Um einerseits das elektrische Stromnetz so wenig als möglich zu belasten und gleichzeitig die PV-Stromerzeugung in einem begrenzten Gebiet zu erhöhen, sollen diese beiden Punkte durch intelligentes Lastmanagement (Demand Side Management - DSM) und optimierter PV-Anlagendimensionierung (Generation Curve Fitting - GCF) - beides lokal in einer Siedlungseinheit und/oder global auf Siedlungsebene - erreicht werden.

Die Grundidee der vorliegenden Diplomarbeit besteht darin, zu zeigen, dass unter vorherrschenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Österreich der Betrieb einer PV-Anlage zur elektrischen Teilversorgung eines Haushalts bzw. eines Haushaltsverbundes und der Einsatz eines Lastmanagementsystems auch ohne staatliche Förderungen möglich ist. Selbstredend ergeben sich dadurch auch synergetische Effekte hinsichtlich ökologischer Nachhaltigkeit.

Um einen möglichst ökonomischen Betrieb zu erreichen, muss der Eigenverbrauch des generierten PV-Stromes erhöht werden. Dabei werden zwei Ansätze bzw. deren Kombination verfolgt:

1. **Demand Side Management (DSM)**: Verschiebung steuerbarer Lasten in Zeiten hoher (PV-)Stromproduktion, in diesem Fall hoher bzw. ausreichender lokal-regenerativer Erzeugung
2. **Generation Curve Fitting (GCF)**: Optimierung von feststehenden PV-Modulen hinsichtlich deren Größe und Ausrichtung, sodass die zu erwartende regenerative Energieerzeugung unter Berücksichtigung der lokalen Verhältnisse und das Lastprofil möglichst gut in Einklang gebracht werden

Die Datengrundlage für die verwendeten Lastgänge wurde ursprünglich im Projekt „ADRES-Concept“ erhoben [2]. Weiterführend finden die ausgewerteten und angepassten Verbraucherdaten [3] im Projekt „aDSM – Aktives Demand Side Management durch Einspeiseprognose“¹ Einsatz.

¹<http://www.ea.tuwien.ac.at/projekte/adsm/> aufgerufen am 18.8.2014

Um das Zusammenspiel von flexiblen Lasten und PV-Einspeisung zu simulieren ist eine Modellsiedlung entstanden, „welche exakt die österreichischen Wohnverhältnisse auf einen Niederspannungsnetzbereich abbildet“ [4].

Die Ausstattung des Siedlungsmodells mit Solarstrahlungsdaten erfolgt anhand der Ergebnisse aus der Diplomarbeit [5].

Aufbauend auf dieser „aDSM-Modellsiedlung“ einerseits und der Kenntnis der Sonnenstrahlung andererseits, soll mittels linearer Optimierung eine Möglichkeit gefunden werden, um den Haushaltsstromverbrauch und die PV-Stromerzeugung aneinander anzupassen.

Darüber hinaus wird aus Netzsicht eine Erhöhung der Planungssicherheit erwartet, da DSM volatile PV-Erzeugung kompensiert. Um schließlich auch die Machbarkeit aus netztechnischer Sicht zu verifizieren, wird das Siedlungsmodell einer Lastflussberechnung unterzogen.

1.1 Bestehende Arbeiten - ein kurzer Überblick

Das Projekt „Kraftwerk Haus im ländlichen Raum“ [6] untersucht die Möglichkeiten der Lastgangoptimierung eines Gebäudes mittels lokalem Lastmanagement (DSM) unter Einfluss von prädiktiven Solarstrahlungsdaten auf dezentrale Erzeugungseinheiten wie PV. Im Vordergrund stehen die Maximierung des Stromeigenverbrauchs sowie die Reduzierung von „Bezugs- und Einspeisespitzen gegenüber dem Stromnetz“.

Eine zweistufige Reglerstrategie zur Lastverschiebung verfolgt das Projekt „SmartCity-Grid:CoOpt“ [7]. Ein aktives Büro-/Wohngebäude wird als interaktiver Teilnehmer im Netz „einer übergeordneten Betriebsführung (z.B. dem Verteilnetzbetrieb) zugänglich gemacht und kann damit global optimiert werden“. Mittels modell-basierter, prädiktiver Regelung (MPC) lassen sich Prognosen hinsichtlich Erzeugung und Verbrauch in den Optimierungsprozess einfügen.

An dieser Stelle sei auf das Projekt „Smart Low Voltage Grid“ [8] hingewiesen. Im Feldversuch werden Regelungsstrategien für Niederspannungsnetze validiert, die eine Vielzahl von dezentralen Einspeisern (PV), Haushalten und Elektroautos koordinieren.

Hinsichtlich der solar-optimierten Architektur wurden in [9] bereits Stadtplanungsmodelle zur Anpassung an Lastgänge und nominalen Deckung des Stromverbrauchs durchgeführt.

Das Paper [10] setzt auf [4] auf und optimiert den Ladevorgang von Elektrofahrzeugen und den Einsatz von elektro-thermischen Verbrauchern um unter anderem den PV-Eigenverbrauch zu steigern.

1.2 Aufbau der Diplomarbeit

Um der/dem Leser/in einen Überblick über die vorliegende Diplomarbeit zu verschaffen, sei an dieser Stelle deren Aufbau kurz skizziert:

Einführend wird in Unterpunkt 1.3 das erwähnte *aDSM*-Siedlungsmodell beschrieben. Innerhalb des Modells müssen in weiteren Schritten PV-Erzeugung und Lastprofile der einzelnen Haushalte hinterlegt werden. Wie die verwendeten Globalstrahlungsdaten für die Verwendung von GCF umgesetzt werden, wird in Kapitel 2 im Detail erläutert. Kapitel 3 beschäftigt sich mit der Bereitstellung der Haushaltslastprofile. Eine kurze Einführung zum Thema *lineare Optimierung* beschreibt die Grundlagen für die Formulierung der Optimierungsaufgaben (Kapitel 4). Anhand von Minimalbeispielen soll das Verständnis zum Ablauf der Optimierungsverfahren vertieft werden.

Die Ergebnisse werden anschließend in Kapitel 5 in Abhängigkeit verschiedener Szenarien den Optimierungsverfahren unterzogen, um deren Auswirkungen auf den Eigenverbrauchsanteil sowie Autarkiegrad untersuchen zu können. Darüber hinaus soll schließlich mittels einer Lastflussberechnung für einige repräsentative Szenarien die Netzbelastung überprüft werden.

Zuletzt werden in Kapitel 6 die Ergebnisse nochmals zusammengefasst und ein Ausblick für die zukünftige Nutzung des GCF-Prinzips gegeben.

1.3 Siedlungsmodell

Die im Rahmen dieser Diplomarbeit verwendete Modellsiedlung wurde ursprünglich generiert, um „exakt die österreichischen Wohnverhältnisse auf einen Niederspannungsbereich“ abzubilden.

Diese fiktive Siedlung stellt „bezüglich der Netztopologie sowohl typisch ländliche als auch städtische Situationen“ dar, was zu einer „bestmöglichen Verallgemeinerung“ der Modellergebnisse führt. Dabei wird das DSM-Potential bei „einem hohen regenerativen Erzeugungsanteil“ durch PV-Anlagen untersucht.[4]

Von zentraler Bedeutung für die generierte Modellsiedlung sind Informationen zu Gebäuden nach Gebäudekategorie sowie der darin befindlichen Haushalte und Personen. Diese Unterteilung reduziert sich in diesem Fall - für die Abbildung der österreichischen Gebäude- bzw. Wohnverhältnisse - auf eine 300 Einwohner fassende Siedlung. Abbildung 1.1 zeigt deren Verteilung auf 126 Haushalte und 60 Gebäude.[4]

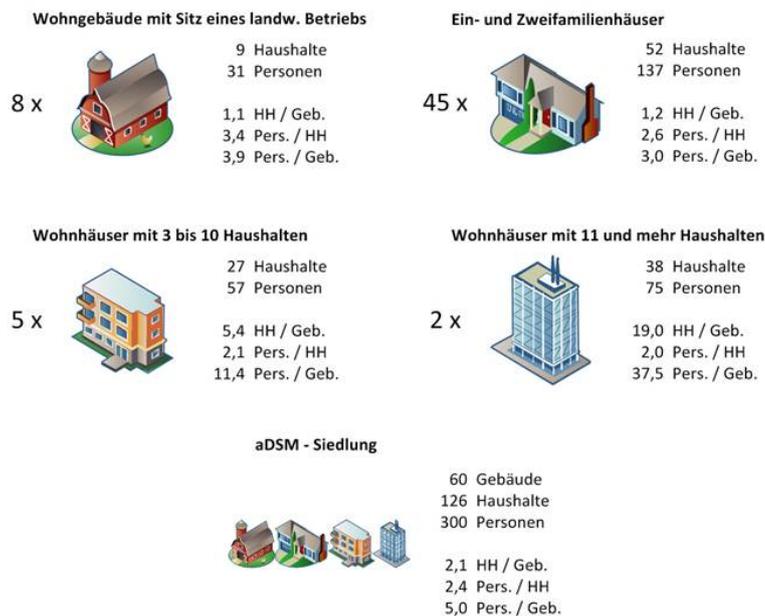


Abbildung 1.1: Zusammensetzung der Modellsiedlung nach [4]

Weiters wurde in [4] jedem der 126 Haushalte „eine konkrete Geräteausstattung zugeordnet“. Die erhobenen Gerätedaten wie *durchschnittliche Einsatzzeit* oder der *mittlere Jahresenergiebedarf* werden in [3] genutzt „um Wahrscheinlichkeiten für die Anzahl an Geräten“ in einem Haushalt zu berechnen und daraus Einsatzwahrscheinlichkeiten und Geräteausstattung zu berechnen. Für die Generierung dieser synthetischen Lastprofile sei auf 3.1.2 verwiesen.

Ein weiteres Ziel der Studie [4] ist es, auch „eine allgemeine Aussage über den Nutzen von DSM zur Entlastung bzw. besseren Ausnutzung der Kapazitäten im Niederspannungsnetzbereich zu treffen“. Aus diesem Grund sind auch verschiedene Netzkonzepte in die Vernetzung der Gebäude innerhalb der Siedlung eingeflossen.

In Abbildung 1.2 ist ersichtlich, dass der rechte obere Bereich als offen betriebene Ringleitung ausgeführt ist, wie man diese oft in städtischen Gebieten vorfindet. Die restlichen Anbindungen der Gebäude an das Stromnetz erfolgen über ein Strahlennetz mit mehreren, teils weiten Ausläufern.

Dieses Mischkonzept dient wiederum der Verallgemeinerung in Richtung ruraler und urbaner Netze. „Für den Verteilnetzbetrieb stellen hierbei die weit entfernten Gebäude mit großer Dachfläche und damit potentiell hoher Photovoltaikleistung die kritischsten Fälle dar.“

Ferner ergibt sich mit 300 Einwohnern „eine Gesamtlast, welche typischen Größen von Ortsnetztransformatoren entspricht“. [4]

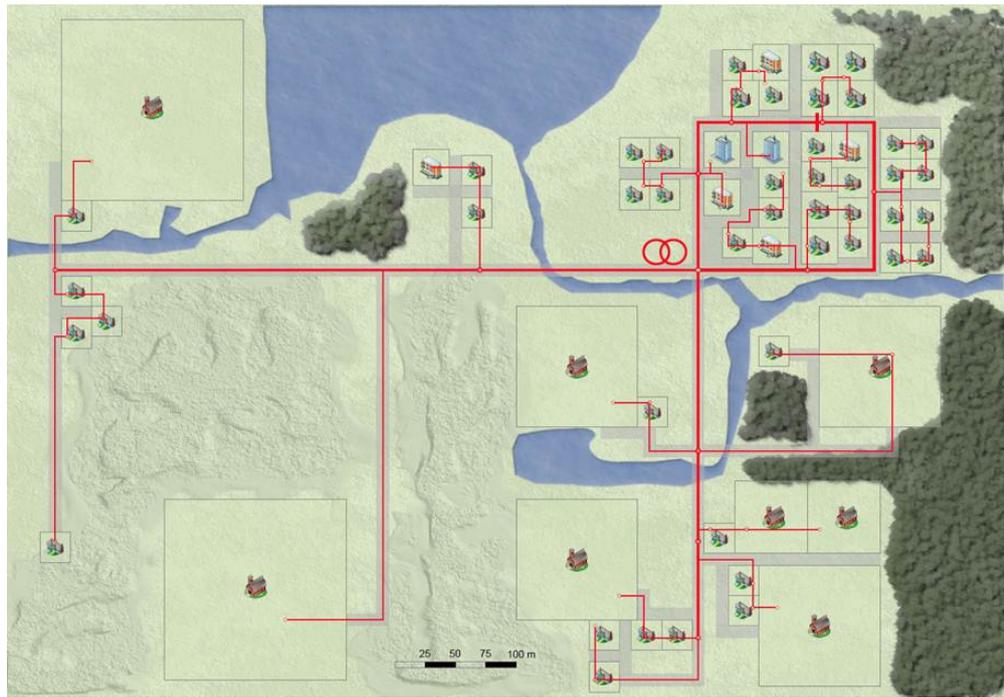


Abbildung 1.2: Maßstäblicher Plan der aDSM-Modellsiedlung nach [4]

1.4 Annahmen und Idealisierungen

Für die Bevölkerung wird eine uneingeschränkte Akzeptanz hinsichtlich des Einsatzes von DSM vorausgesetzt.

Daraus folgt, dass beispielsweise die Aktivierung von Waschvorgängen zeitlich vorverschoben werden darf. Argumentativ kann das so begründet werden, dass jeder Haushalt bereits im Vorhinein (etwa am Morgen oder Tag davor) der Waschmaschine (bzw. dem DSM-System) bekannt gibt, dass in naher Zukunft ein Waschgang durchgeführt wird. Jedoch kann ohnehin nur ein begrenzter Verschiebungszeitraum vom DSM-System in Betracht gezogen werden (vergl. Kapitel 4.3.2).

Die Verwendung von elektro-thermischen Verbrauchern (insbesondere Warmwasserbereitung mittels Durchlauferhitzer/Warmwasserboiler) ist dadurch gekennzeichnet, dass die Einsatzzeitpunkte ebenfalls nach vor und nach hinten verschoben werden dürfen. Ermöglicht wird dies durch einen ausreichend großen Wärmespeicher mit einer sehr großen thermischen Zeitkonstante.

Wie erwähnt, wurde der Durchlauferhitzer ebenfalls für DSM zugänglich gemacht. Diese weitere Idealisierung bedeutet eine starke Einschränkung des Nutzerverhaltens. Aus energetischer Sicht trägt der Bedarf zu 2% des Gesamtstromverbrauchs bei [11] womit sich ein etwaiger Fehler in Grenzen hält. Darüber hinaus sind nur 4 Durchlauferhitzer im gesamten Siedlungsgebiet im Einsatz.

Investitionskosten für ein DSM-System werden hierbei nicht berücksichtigt.

Schneebedeckte Module bei geringen Anstellwinkeln bewirken in der Praxis Ertragsverluste [12, S.52]. Vereinfachend wird an dieser Stelle die Bevölkerung der Modellsiedlung als idealisiert angenommen, wodurch eine Befreiung der PV-Module von Schnee und im weitesten Sinne auch Verschmutzung zu jedem Zeitpunkt gewährleistet ist.

1.5 Definitionen

Unter dem im Vorfeld erwähnten Eigenverbrauch E_{EV} ist in weiterer Folge jener Anteil des PV-Erzeugung gemeint, welcher instantan vor Ort genutzt und damit nicht dem öffentlichen Stromnetz zugeführt wird. Bezogen auf den jährlichen PV-Ertrag E_{PV} ergibt sich der Eigenverbrauchsanteil als ein Verhältnis zweier Energiemengen:

$$EV = \frac{E_{EV}}{E_{PV}} \quad [\%] \quad (1.1)$$

Ferner wird als Vergleichsgröße der Autarkiegrad (AG) herangezogen. Dieser beschreibt das Verhältnis des jährlichen PV-Ertrags E_{PV} zum Gesamtstrombedarf E_{Last} :

$$AG = \frac{E_{PV}}{E_{Last}} \quad [\%] \quad (1.2)$$

2 Sonnenstrahlung und PV

2.1 Einleitung

Das Siedlungsmodell aus Unterpunkt 1.3 muss mit Solarstrahlungsinformationen versorgt werden um einerseits den Energieertrag der PV-Anlagen ermitteln zu können. Andererseits erfolgt diesen Daten zufolge die Ausrichtung aller PV-Anlagen im Siedlungsgebiet.

Die Datengrundlage dazu bieten Minutenmesswerte von direkter und diffuser Bestrahlungsstärke, welche von Anfang Juni 2011 bis Ende Mai 2012 am Standort AKW-Zwentendorf [13] ermittelt und durch *das Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe (ESEA)* an der TU Wien zur Verfügung gestellt wurden.

Das Ziel der weiteren Vorgehensweise ist es, aus diesem Datensatz eine repräsentative Woche für jede jahreszeitliche Periode (siehe Unterpunkt 3.1.1) zu generieren. Dies ist erforderlich, um die Computersimulationszeit und den Arbeitsspeicherbedarf einzuschränken. Dieser Zeitraum ist nach Meinung von Experten auch als ausreichend für eine Potentialerhebung anzusehen.

2.1.1 Grundlagen Sonnenstrahlung

Um den Rahmen der vorliegenden Diplomarbeit nicht zu sprengen, werden in diesem Unterpunkt nur die für die weiteren Berechnungsschritte relevanten Eigenschaften der Sonnenstrahlung bzw. der Sonnenposition von einem Punkt auf der Erde aus, beschrieben.

Wenn nicht anders angegeben sind folgende Ausführungen im Wesentlichen [14] entnommen.

Die Sonnenposition (vergl. Abb.2.1) wird veranschaulicht durch:

- den Sonnenazimut γ_S , als „Abweichung der auf die Horizontalebene projizierten Verbindungslinie zur Sonne“ von Norden

$$0^\circ \leq \gamma_S \leq 360^\circ \quad (2.1)$$

- die Sonnenhöhe h_S , als „Elevation der Sonne über der Horizontalabene“

- bzw. die refraktionsbehaftete (tatsächliche) Sonnenhöhe h aufgrund der Lichtbrechung in der Atmosphäre mit R als mittlere Refraktion in Bogenminuten [5]

$$h = h_S + R/60 \quad \text{mit} \quad R = \frac{1,02}{\tan(h_S + \frac{10,3}{h_S + 5,11})} \quad (2.2)$$

- wobei gilt

$$0^\circ \leq (h_S \quad \text{bzw.} \quad h) \leq 90^\circ \quad (2.3)$$

Es gilt zu beachten, dass entgegen der Definitionen in [14, S.40] andere Winkelbereiche verwendet werden, um die Korrektheit der Formel (2.9) zu gewährleisten. Ebenso ist es üblich die Südrichtung mit 0° zu bezeichnen und den Sonnenazimut negativ bei Drehung gegen Osten und positiv bei Drehung gegen Westen zu zählen.

In dieser Diplomarbeit wird die Nordrichtung konsequent mit 0° bezeichnet und der Solargenerator-Azimut α gemäß Abbildung 2.1 gezählt. Ein Azimutalwinkel $\alpha = 180^\circ$ bedeutet daher eine Ausrichtung gegen Süden.

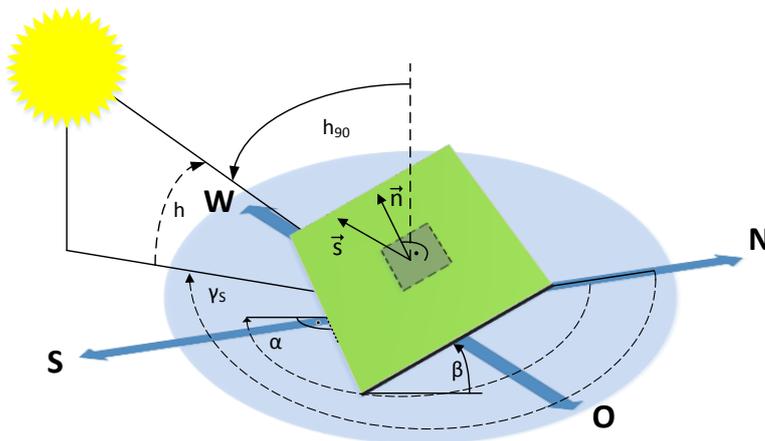


Abbildung 2.1: Winkeldefinitionen sowie schematische Darstellung des Flächennormalvektors $\vec{n}(\alpha, \beta)$ und des Sonnenstandsvektors $\vec{s}(\gamma_S, h_{90})$ in Kugelkoordinaten

Die auf einem Punkt der Erdoberfläche auftreffende (globale) Bestrahlungsstärke G kann zum Beispiel nach dem *Dreikomponentenmodell* in drei Elemente aufgeteilt werden:

- Direktstrahlung G_B , als direkt aus Richtung der Sonne eingestrahler Anteil
- Diffusstrahlung G_D , als der in Wolken bzw. der Atmosphäre gestreute und reflektierte Anteil der Globalstrahlung
- Reflexionsstrahlung G_R , als der am Erdboden reflektierte Anteil der Globalstrahlung
- d.h.

$$G = G_B + G_D + G_R \quad \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (2.4)$$

Will man die Globalstrahlung auf eine geneigte Fläche berechnen, müssen Neigungswinkel und Richtung dieser Fläche bekannt sein. Es gilt:

- der Anstellwinkel β
- $$0^\circ \leq \beta \leq 90^\circ \quad (2.5)$$

- sowie der in weiterer Folge verwendete Solargenerator-Azimut α

$$0^\circ \leq \alpha \leq 360^\circ \quad (2.6)$$

Mit den getätigten Winkeldefinitionen können nun zwei Einheitsvektoren in Kugelkoordinaten eingeführt werden, deren Inprodukt den Faktor für die Direktstrahlung auf eine beliebig geneigte Ebene widerspiegelt.

Die beiden Einheitsvektoren nach [5] sind ebenfalls in Abbildung 2.1 zu sehen

- der Sonnenstandsvektor \vec{s} zeigt in Richtung der Sonne und ist abhängig von den Sonnenstandskordinaten γ_S und h_{90} , wobei

$$h_{90} = 90^\circ - h \quad (2.7)$$

um mit dem Koordinatensystem konsistent zu bleiben

- der Flächennormalvektor \vec{n} ist abhängig von Neigungs- und Azimutalwinkel der Fläche, β und α

Damit können die Komponenten aus Formel (2.4) im Falle des Auftreffens auf eine geneigte Fläche über diese Gleichungen bestimmt werden :

- Direktstrahlung G_{GB} auf eine geneigte Ebene

$$G_{GB} = G_B \cdot (\vec{s} \cdot \vec{n}) \quad (2.8)$$

mit dem in [5] erwähnten Inprodukt

$$\vec{s} \cdot \vec{n} = \sin \beta \sin \alpha \cos h_{90} \cos \gamma_S + \sin \beta \sin \alpha \cos h_{90} \sin \gamma_S + \cos \beta \sin h_{90} \quad (2.9)$$

wobei

$$\vec{s} \cdot \vec{n} = 0 \quad \text{gesetzt wird, falls} \quad \vec{s} \cdot \vec{n} \leq 0 \quad (2.10)$$

- Diffusstrahlung G_{GD} auf eine geneigte Ebene

$$G_{GD} = \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos \beta \right) \cdot G_D \quad (2.11)$$

- Reflexstrahlung G_{GR} auf eine geneigte Ebene

$$G_{GR} = \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cos \beta \right) \cdot \rho \cdot (G_B + G_D) \quad (2.12)$$

mit ρ als Reflexionsfähigkeit des Bodens (Albedo)

2.1.2 Qualität der Daten

Die Einführung in Unterpunkt 2.1 berichtet von der Quelle der Daten. Eine ausführliche Beschreibung des Messaufbaus zur Erfassung der klimatologischen Gegebenheiten am Standort Zwentendorf und deren Aufbereitung bietet [5].

Die wichtigsten Daten, wie auch aus Unterpunkt 2.1.1 ersichtlich, beziehen sich auf

- die Messwerte der Solarstrahlung für direktes und diffuses Licht (gemessen)
- den Sonnenazimut und die Sonnenhöhe (berechnet)
- sowie die Aussentemperatur, da diese auf den Wirkungsgrad der PV-Module Einfluss nimmt (vergl. Unterpunkt 2.3.4) (gemessen)

All diese Daten sind als Minutenmesswerte für den Zeitraum eines Jahres verfügbar und liegen in Form einer *Excel-Tabelle* vor.

Der Sonnenazimut γ_S wird im entgegen der Definitionen in 2.1.1, Abb. 2.1, in der üblichen Darstellung angeführt.

Die Temperatur der Solarmodule steht nicht zur Verfügung. Deren Kenntnis ist aufgrund des implementierten Wirkungsgrad-Modells (siehe Unterpunkt 2.3.4) nicht erforderlich.

Obwohl zusätzliche Informationen z.B. zu Windgeschwindigkeit und -richtung, Luftfeuchte, Luftdruck oder Niederschlag ebenfalls vorhanden wären, gehen diese nicht in die Modellierung ein. Einerseits weil dahingehend eine Abstraktion getroffen wird, andererseits weil eine modellhafte Beschreibung eines PV-Moduls nicht zentrales Thema dieser Diplomarbeit ist.

Wie im nächsten Unterpunkt(2.2.1) deutlich wird, sind einige Messwerte der direkten und diffusen Solarstrahlung unrealistisch. Diese Werte treten vor allem in der Nacht und zu Zeiten von Sonnenunter- und -aufgang auf. Mögliche Gründe dafür sind (Expertengespräch bzw.[5]):

- flache Einfallswinkel auf den Horizontalsensor des Messaufbaus wodurch das Inprodukt 2.9 gegen Null geht und damit G_B sehr hohe Werte erreicht
- Richtungsabhängigkeit der Diffusstrahlung welche im *Dreikomponentenmodell* keine Berücksichtigung findet ($G_D > G_B$ und entgegengesetzte Hauptstrahlrichtung - negativer Strahlungswert)
- Auftreffen der Sonnenstrahlen auf die Rückseite des Einstrahlungssensors (negativer Strahlungswert)

Letzterer Punkt wird auch in Formel (2.10) adressiert.

2.2 Generierung einer repräsentativen Woche aus gemessenen Solarstrahlungsdaten

2.2.1 Verarbeitung der Daten und Bestimmung der repräsentativen Woche(n)

Der Datensatz der *Zwentendorf-Messung* liegt im *Microsoft Excel*-Format vor. Die Auswertung der Informationen geschieht mit Hilfe der Software *MATLAB* der Firma *The MathWorks*.

Abbildung (2.2) zeigt die Reihenfolge der abzuarbeitenden Punkte. Zunächst werden Solarstrahlungsdaten und Temperatur eingelesen. Im Detail bedeutet dies:

- Zeitstempel
- Temperatur
- Azimuth
- Sonnenhöhe
- Direktstrahlung
- Diffusstrahlung

Die Sonnenhöhe ist in diesem Fall ein errechneter Wert und kann auch negativ werden, wenn die Sonne unter dem Horizont verschwindet. Bei Vergleich mit Definition 2.3 ist daher ein Widerspruch festzustellen.

Ausserdem ist darauf zu achten, dass negative bzw. unrealistisch hohe Direktstrahlungswerte (Unterpunkt 2.1.2) im Zeitbereich des Sonnenauf- oder untergangs ersetzt werden.

Alle Direkt- und Diffusstrahlungswerte bei einer Sonnenhöhe kleiner als 3° und alle Werte der Sonnenhöhe kleiner als 0° werden daher durch den Wert Null substituiert.

Um sieben repräsentative Tage für jede jahreszeitliche Periode bestimmen zu können, wird als nächstes die auf eine horizontale Fläche eingestrahelte Tagesenergie ermittelt. Dieses Vergleichskriterium ergibt sich aus der Multiplikation von direktem und diffussem Strahlungswert mit einem Zeitschritt von 60 Sekunden und anschliessender Umrechnung auf $\frac{kWh}{m^2 \cdot d}$.

Der Vollständigkeit halber wird in Unterpunkt 2.1.1 auch die reflektierte Strahlung erwähnt, aber **nicht** für die weiteren Berechnungen verwendet. Vereinfachend, jedoch auch durch Unkenntnis der Reflexionsfaktoren ρ im Modellsiedlungsgebiet, wird auf eine Umsetzung der Formel (2.12) verzichtet.

Die Auswahl von jeweils sieben repräsentativen Tagen geschieht in folgenden Schritten:

1. die Aufteilung der Datensätze in jahreszeitliche Perioden erfolgt nach dem Schema der kalendarischen Zuordnung gemäß VDEW (vergl. Unterpunkt 3.1.1)
2. a) das Intervall zwischen niedrigstem und höchstem **Tagesenergiewert** einer VDEW-Jahreszeit wird in sieben gleich grosse Bereiche gegliedert (=sieben Gruppen, wobei aus einer Gruppe ein repräsentativer Tag gewählt wird), es muss also ganzzahlig durch 7 teilbar sein
b) ist dies nicht der Fall, wird abgerundet
c) die Differenz zwischen tatsächlicher und verringerter Anzahl der Tage wird abwechselnd inkrementell am oberen und unteren Ende der sortierten Tagesenergiefolge (Maximum und Minimum) ausgeschnitten
d) maximal sechs Energiewerte gehen verloren
e) die Breite der Intervalle zwischen den Gruppengrenzen ist bestimmt durch den Quotienten aus verringerter Anzahl der Tage und der Anzahl der Gruppen
f) der Datensatz wird nach dem Tagesertrag sortiert
g) sollte der Tag in der Mitte der Gruppe nicht exakt bestimmbar sein (keine ganze Zahl), wird auf den nächsten ganzzahligen Wert (Tag) mit höherer Tagesenergie gerundet und dieser dann ausgewählt
h) die repräsentativen Tage liegen nun in sortierter Reihenfolge vor und werden durch einen Zufallsgenerator neu gruppiert

3. die Anzahl der Wochen jeder VDEW-Jahreszeit werden ausgerechnet und bei Bedarf (falls Anzahl der Wochen keine ganze Zahl) abgerundet
4. der repräsentativen Datensatz werden mit der Wochenanzahl multipliziert
5. durch einen Vergleich mit dem gemessenen Gesamtenergieertrag einer Jahreszeit wird die bessere (simulierte) Näherung bestimmt.

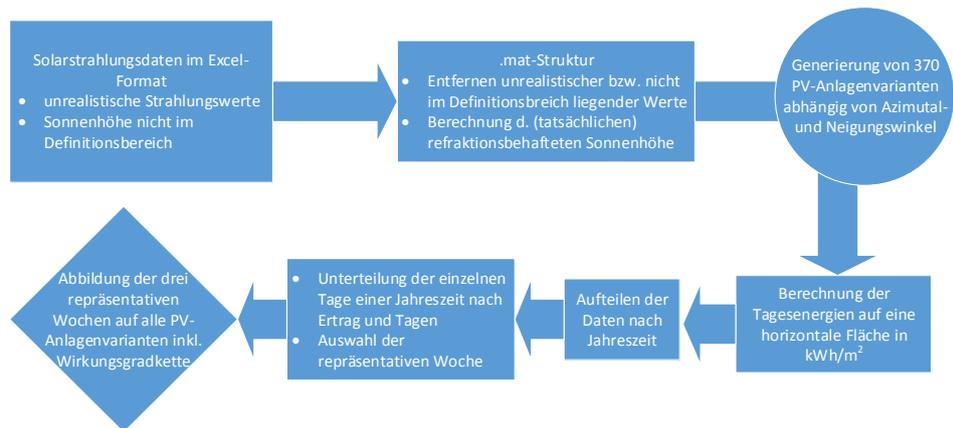


Abbildung 2.2: Verarbeitungsschritte vom Einlesen der Solarstrahlungsdaten bis zur Ausgabe der $3 \cdot 7 \cdot 370 = 7770$ verschiedenen Sonnenkurven

Zunächst wurde von der Notwendigkeit ausgegangen, dass eine Gruppierung in sieben Energieintervalle ebenfalls erforderlich ist um eine bessere Annäherung der gewichteten repräsentativen Woche an den jahreszeitlichen Gesamtenergieertrag zu erreichen. Es wurde versucht schon im Vorhinein einer überproportionalen Gewichtung von wenigen Tagen mit sehr hohen oder sehr geringen Erträgen entgegenzuwirken. Diese Annahme hat sich jedoch als falsch erwiesen.

Würde im Winter nur nach Ertrag bewertet werden, entstünde dadurch ein ganzer repräsentativer Tag mit relativ hohem Energiewert, obwohl augenscheinlich nur fünf von knapp 140 Tagen einen entsprechend hohen Ertrag liefern. Ähnlich verhält es sich mit der niedrigsten Ertragsgruppe, die mehr als 50 Tage zu einem einzigen repräsentativen Tag zusammenfasst. Auch im Sommer ist dieses Problem zum Beispiel anhand des zweithöchsten Energieintervalln sichtbar.

Abbildung 2.3 zeigt die täglichen Energieerträge am Beispiel von Winter und Sommer. Beide Histogramme sind in absteigender Reihenfolge dargestellt, die senk- und waagrechten Linien zeigen die nach Tag und Tagesenergie gegliederten Gruppen.

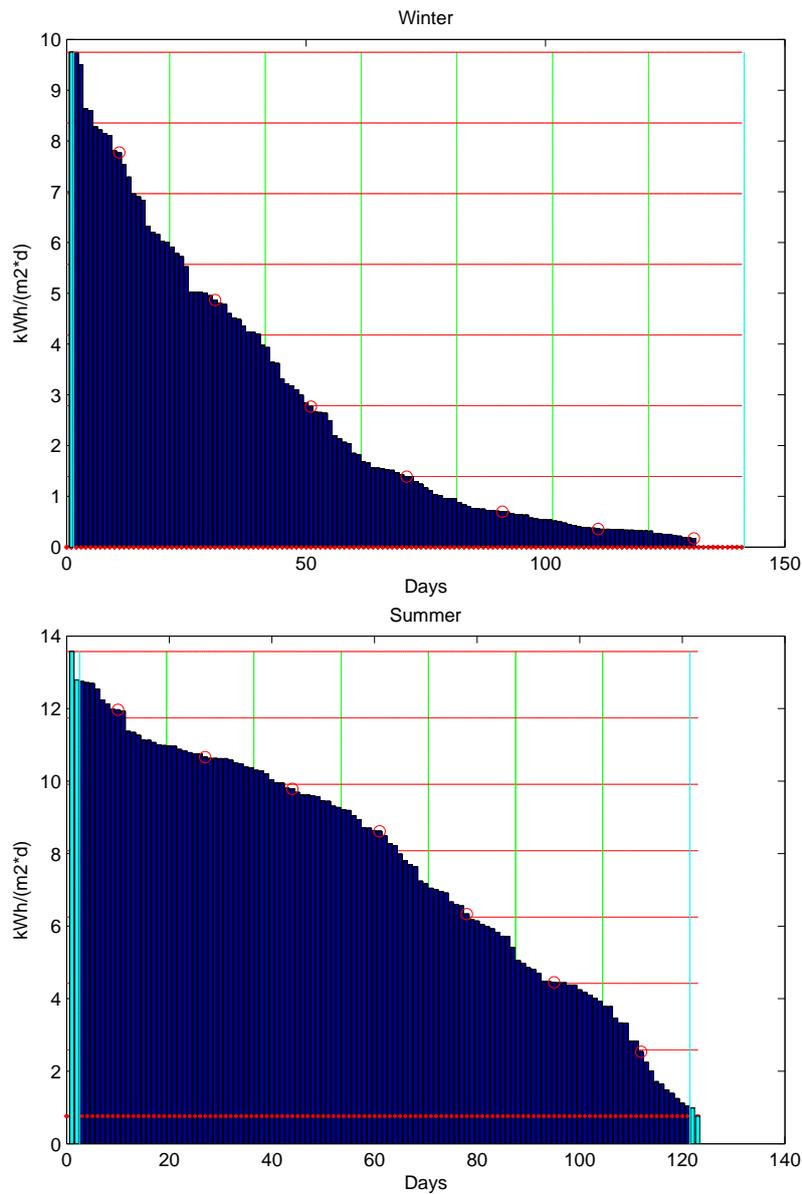


Abbildung 2.3: Nach Tagesenergie gereichte Tage im Winter (oben) und Sommer (unten). Deutlich erkennbar ist die Aufteilung der Gruppen: rote, waagrechte Linien beschreiben die Aufteilung nach Ertrag. Dabei ist die dicke, unterste Linie die Begrenzung des Intervalls mit den niedrigsten Erträgen durch den geringsten Ertrag. Grüne, senkrechte Linien geben die Unterteilung nach Tagen an. Die roten Kreise zeigen den repräsentativen Tag jeder Gruppe nach Auswahlprozess nach Tagen an. Die hellblau eingefärbten Balken zeigen das Ausscheiden von Datensätzen um eine ganzzahlig durch 7 teilbare Anzahl an Tagen je Jahreszeit zu erhalten.

Es wird festgehalten, dass die automatisierte Auswahl der geeigneteren Näherung (Schritt 6) für alle drei jahreszeitlichen Perioden auf die *Kategorisierung nach Tagen* fiel. Der Fehler liegt im Bereich von 1 – 2% je Jahreszeit, auch aufgrund von Schritt 3 und 4 im Auswahlprozess. In Unterpunkt 3.2.1 wird deswegen von der Kategorisierung nach Ertrag abgesehen.

2.3 Berechnung der PV-Ausgangsleistung

2.3.1 Grundlagen Photovoltaik

Mittels photovoltaischer Zellen oder auch Solarzellen genannt, wird Strahlungsenergie der Sonne in elektrische Energie umgewandelt.

Solarmodule bestehen aus mehreren Solarzellen und können wiederum zu Solargeneratoren beliebiger Größe zusammengeschaltet werden.

Die Leistung eines solchen Moduls bzw. Modulverbunds wird in kW_P angegeben, wobei P für *Peak* steht und die Angabe von Kenngrößen bei genormten Testbedingungen (STC)¹ darstellt. Daraus leitet sich der Solarzellenwirkungsgrad und im Weiteren der Solarmodulwirkungsgrad ab.

In Unterpunkt 2.3.4 ist jener halbleiterphysikalische Sachverhalt relevant, wonach der Solarzellenwirkungsgrad bei geringeren Einstrahlungen oder höheren Temperaturen sinkt.[14, S.455]

Da ein Solargenerator Gleichstrom liefert, muss letzterer (jedenfalls bei Einspeisung ins Stromnetz) in Wechselstrom umgewandelt werden. Diese Aufgabe übernimmt ein PV-Netzwechselrichter. Solch ein leistungselektronisches Gerät erreicht Spitzenwirkungsgrade von bis zu 98,8%², wobei der im Folgenden verwendete *Europäische Wirkungsgrad* ebenfalls Teillastbereiche berücksichtigt und daher etwas geringer ausfällt [14, S.276].

Modellhaft wird in Abbildung 2.4 die Wirkungsgradkette vom Solarmodul bis zum Stromzähler dargestellt. Weitere Verluste wie beispielsweise

- Kabelverluste: Gleichstrom- und Wechselstromseitig
- Verschattungs-/Verschmutzungs-/Mismatchverluste an Modulen
- usw.

werden im Folgenden nicht berücksichtigt.

¹Standard Test Conditions: $G_{STC} = 1000 \frac{W}{m^2}$, Air Mass 1,5-Spektrum, Zelltemperatur $T_{STC} = 25^\circ C$

²<http://www.abb.com/cawp/seitp202/984a9f640a6ff233c1257b890032d118.aspx> vom 14.10.2013

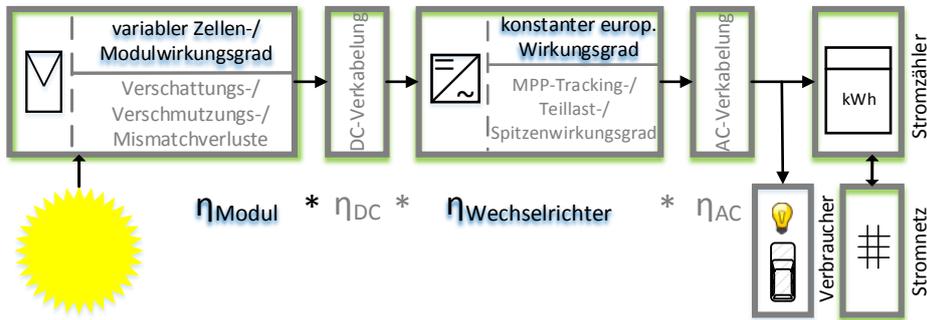


Abbildung 2.4: Komponenten (grün hinterlegt) einer netzgekoppelten PV-Anlage und schematisch dargestellte PV-Wirkungsgradkette (weitere Verwendung blau hinterlegt)

2.3.2 Ermittlung der Anlagenvarianten

Um die einzelnen PV-Anlagen an den Verbrauch anzupassen (siehe Kapitel 4), wird aus einem Pool von PV-Anlagenvarianten gewählt. Da kein zu großer Lösungsbereich für die Optimierung in Frage kommen darf (Simulationszeit!), muss eben dieser beschränkt werden.

Die Restriktionen ergeben sich aufgrund folgender Überlegungen:

- für den Standort *Zwentendorf* sind höchster (am 21.6.2011) und niedrigster (am 22.12.2011) Sonnenstand bekannt (siehe Unterpunkt 2.1.2)

$$h_{max} \approx 65,1^\circ \quad h_{min} \approx 18,3^\circ \quad (2.13)$$

- dadurch ergeben sich maximaler (Winter) und minimaler (Sommer) Anstellwinkel der PV-Modulflächen bei senkrechtem Einfall der Solarstrahlung auf die PV-Paneele bei Ausrichtung gen Süden
- diese beiden Anstellwinkel β werden auf das nächstliegende Vielfache von Fünf auf- bzw. abgerundet um eine Neigungsänderung in 5° -Schritten zu ermöglichen
- der Solargeneratorazimuth α kann ebenfalls in 5° -Schritten jede beliebige Himmelsrichtung zwischen Ost und West annehmen
- für die beiden letzten Punkte heißt das

$$25^\circ \leq \beta \leq 70^\circ \quad , \beta = k \cdot 5^\circ \quad k = 4 \dots 13 \quad k \in \mathbb{N} \quad (2.14)$$

$$90^\circ \leq \alpha \leq 270^\circ \quad , \alpha = l \cdot 5^\circ \quad l = 18 \dots 54 \quad l \in \mathbb{N} \quad (2.15)$$

- in Summe ergeben sich dadurch 370 Kombinationen von Neigungs- und Azimutwinkel, also **370 PV-Anlagenvarianten**

2.3.3 Reduktion von 370 auf 21 Anlagenvarianten und Bildung von Leistungsmittelwerten

Aus minütlichen Leistungswerten werden Mittelwerte über 15 Minuten gebildet, was einen Rückgang des Rechenaufwandes bewirkt (vergl. Unterpunkt 3.1.1).

Darüber hinaus ist eine Verringerung der Anlagenvarianten notwendig, um die Anzahl der Entscheidungsvariablen (4.3.1) und damit wiederum die Rechenzeit zu begrenzen. Deswegen wird der Solargenerator-Azimut α in 30°-Schritten von Ost nach West und der Neigungswinkel β mit den Werten 25°, 45° und 65° variiert (vergl. Tabelle 4.1). Es ergeben sich 21 Möglichkeiten die PV-Module auszurichten. Entsprechend stellt sich auch die Anzahl der Entscheidungsvariablen ein (siehe Unterpunkt 4.3.1).

Einflüsse von Ausrichtung und Neigung einer Fläche auf den **Jahresertrag** sind in Abbildung 2.5 dargestellt. In Anlehnung daran kann bei Variation der Ausrichtung für geringe Anstellwinkel von einer eher gleichmäßigen Erzeugung und für große Anstellwinkel ein deutlicher Unterschied in der Erzeugung ausgegangen werden.

Es muss aber angemerkt werden, dass vor allem der Verlauf der direkten Sonneneinstrahlung auf eine geneigte Fläche und damit die Ausgangsleistung des PV-Generators hohe Leistungen bei direkter sowie verminderte Stromproduktion bei lediglich indirekter Einstrahlung zu anderen Zeitpunkten erfahren (siehe Abb. 2.6).

2.3.4 Gesamtwirkungsgrad und Einflussfaktoren

Aus der in Abbildung 2.4 dargestellten Wirkungsgradkette werden nun vereinfachend alle Verluste bis auf jene von PV-Modul und Wechselrichter entfernt.

Wie in Kapitel 2 erläutert, wird die Globalstrahlung G in $\frac{W}{m^2}$ angegeben. Da der Modulwirkungsgrad einem Flächenwirkungsgrad entspricht, ist die explizite Kenntnis der Moduleffizienz (bei STC) nur dann wichtig, wenn die Fläche des Solargenerators berechnet werden soll.

Ausgehend von einer angenommenen, nominellen Solargeneratorleistung von $P_{STC} = 1kW_P$ kann also auch ohne Kenntnis des Modulwirkungsgrads die Ausgangsleistung $P_{Gen,Out}$ in W ermittelt werden.

Im weiteren Verlauf der Diplomarbeit werden diese Größen mit dem Wert der Entscheidungsvariablen (siehe Unterpunkt 4.3.1) skaliert, je nachdem wieviel Nennleistung eine PV-Anlagenvariante besitzen soll. Dadurch ergibt sich eine geläufige Vergleichsgröße in $\frac{W}{kW_P}$.

		Neigungswinkel β																		
		0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
Azimuth α	-90°	88,3	88,0	87,5	86,7	85,8	84,6	83,4	81,9	80,3	78,4	76,4	74,3	72,0	69,6	66,9	64,2	61,4	58,4	55,3
	-85°	88,3	88,4	88,0	87,6	86,8	86,0	84,9	83,6	82,0	80,4	78,5	76,4	74,0	71,6	69,0	66,0	63,2	60,2	57,0
	-80°	88,3	88,5	88,5	88,4	87,9	87,3	86,3	85,2	83,8	82,2	80,4	78,3	76,0	73,5	70,8	68,0	64,9	61,8	58,6
	-75°	88,3	88,9	89,2	89,2	89,0	88,5	87,8	86,8	85,5	84,1	82,2	80,3	78,0	75,4	72,7	69,9	66,7	63,4	60,0
	-70°	88,3	89,2	89,7	90,0	90,0	89,8	89,2	88,4	87,2	85,8	84,0	82,0	79,8	77,2	74,4	71,6	68,4	64,9	61,4
	-65°	88,3	89,4	90,2	90,8	90,9	91,1	90,6	89,9	88,8	87,5	85,8	83,8	81,6	79,0	76,2	73,2	70,0	66,5	62,8
	-60°	88,3	89,7	90,7	91,5	91,9	92,0	91,8	91,3	90,3	89,1	87,5	85,4	83,2	80,7	77,9	74,7	71,4	67,8	64,1
	-55°	88,3	89,9	91,2	92,2	92,8	93,1	93,0	92,5	91,7	90,5	89,1	87,1	84,7	82,2	79,4	76,2	72,7	69,1	65,3
	-50°	88,3	90,1	91,6	92,8	93,6	94,0	94,1	93,8	93,1	91,9	90,5	88,6	86,3	83,6	80,8	77,6	74,0	70,3	66,4
	-45°	88,3	90,3	92,1	93,4	94,4	95,0	95,2	94,9	94,3	93,2	91,7	90,0	87,7	85,1	82,0	78,8	75,3	71,4	67,4
	-40°	88,3	90,6	92,4	94,0	95,1	95,8	96,1	96,0	95,5	94,5	93,0	91,1	88,9	86,3	83,3	79,9	76,3	72,4	68,2
	-35°	88,3	90,8	92,8	94,5	95,7	96,5	97,0	96,9	96,4	95,6	94,1	92,3	90,0	87,4	84,4	81,0	77,2	73,2	69,0
	-30°	88,3	90,9	93,1	94,9	96,3	97,2	97,7	97,7	97,2	96,4	95,0	93,2	90,9	88,3	85,2	81,8	78,0	74,0	69,6
	-25°	88,3	91,0	93,3	95,3	96,7	97,8	98,3	98,4	98,0	97,1	95,8	94,0	91,7	89,1	86,0	82,5	78,7	74,5	70,0
	-20°	88,3	91,1	93,6	95,6	97,2	98,2	98,8	99,0	98,7	97,8	96,4	94,6	92,4	89,7	86,6	83,0	79,1	75,0	70,5
	-15°	88,3	91,2	93,8	95,8	97,4	98,6	99,2	99,4	99,1	98,2	96,9	95,1	92,8	90,1	87,0	83,5	79,6	75,3	70,8
	-10°	88,3	91,3	93,9	96,0	97,7	98,8	99,5	99,6	99,4	98,7	97,3	95,6	93,2	90,5	87,3	83,7	79,8	75,6	70,9
	-5°	88,3	91,3	94,0	96,1	97,8	99,0	99,7	99,9	99,6	98,8	97,5	95,7	93,4	90,7	87,6	84,0	80,0	75,7	71,1
	0°	88,3	91,4	94,0	96,2	97,9	99,1	99,8	100,0	99,7	98,8	97,5	95,7	93,5	90,8	87,6	84,1	80,1	75,8	71,2
5°	88,3	91,3	94,0	96,1	97,8	99,0	99,7	99,9	99,6	98,8	97,5	95,7	93,4	90,7	87,6	84,0	80,0	75,7	71,1	
10°	88,3	91,3	93,9	96,0	97,7	98,8	99,5	99,6	99,4	98,7	97,3	95,6	93,2	90,5	87,3	83,7	79,8	75,6	70,9	
15°	88,3	91,2	93,8	95,8	97,4	98,6	99,2	99,4	99,1	98,2	96,9	95,1	92,8	90,1	87,0	83,5	79,6	75,3	70,8	
20°	88,3	91,1	93,6	95,6	97,2	98,2	98,8	99,0	98,7	97,8	96,4	94,6	92,4	89,7	86,6	83,0	79,1	75,0	70,5	
25°	88,3	91,0	93,3	95,3	96,7	97,8	98,3	98,4	98,0	97,1	95,8	94,0	91,7	89,1	86,0	82,5	78,7	74,5	70,0	
30°	88,3	90,9	93,1	94,9	96,3	97,2	97,7	97,7	97,2	96,4	95,0	93,2	90,9	88,3	85,2	81,8	78,0	74,0	69,6	
35°	88,3	90,8	92,8	94,5	95,7	96,5	97,0	96,9	96,4	95,6	94,1	92,3	90,0	87,4	84,4	81,0	77,2	73,2	69,0	
40°	88,3	90,6	92,4	94,0	95,1	95,8	96,1	96,0	95,5	94,5	93,0	91,1	88,9	86,3	83,3	79,9	76,3	72,4	68,2	
45°	88,3	90,3	92,1	93,4	94,4	95,0	95,2	94,9	94,3	93,2	91,7	90,0	87,7	85,1	82,0	78,8	75,3	71,4	67,4	
50°	88,3	90,1	91,6	92,8	93,6	94,0	94,1	93,8	93,1	91,9	90,5	88,6	86,3	83,6	80,8	77,6	74,0	70,3	66,4	
55°	88,3	89,9	91,2	92,2	92,8	93,1	93,0	92,5	91,7	90,5	89,1	87,1	84,7	82,2	79,4	76,2	72,7	69,1	65,3	
60°	88,3	89,7	90,7	91,5	91,9	92,0	91,8	91,3	90,3	89,1	87,5	85,4	83,2	80,7	77,9	74,7	71,4	67,8	64,1	
65°	88,3	89,4	90,2	90,8	90,9	91,1	90,6	89,9	88,8	87,5	85,8	83,8	81,6	79,0	76,2	73,2	70,0	66,5	62,8	
70°	88,3	89,2	89,7	90,0	90,0	89,8	89,2	88,4	87,2	85,8	84,0	82,0	79,8	77,2	74,4	71,6	68,4	64,9	61,4	
75°	88,3	88,9	89,2	89,2	89,0	88,5	87,8	86,8	85,5	84,1	82,2	80,3	78,0	75,4	72,7	69,9	66,7	63,4	60,0	
80°	88,3	88,5	88,5	88,4	87,9	87,3	86,3	85,2	83,8	82,2	80,4	78,3	76,0	73,5	70,8	68,0	64,9	61,8	58,6	
85°	88,3	88,4	88,0	87,6	86,8	86,0	84,9	83,6	82,0	80,4	78,5	76,4	74,0	71,6	69,0	66,0	63,2	60,2	57,0	
90°	88,3	88,0	87,5	86,7	85,8	84,6	83,4	81,9	80,3	78,4	76,4	74,3	72,0	69,6	66,9	64,2	61,4	58,4	55,3	

Quelle: www.lehrbuch-photovoltaik.de

Abbildung 2.5: „Einfluss von Ausrichtung und Neigung eines Daches auf die auf die auftreffende Globalstrahlungssumme“ für den Standort Münster [12, S. 53]. Der Referenzwert liegt bei $\alpha = 0^\circ$ und $\beta = 35^\circ$. Achtung: der Bereich des Azimutalwinkels α reicht hier von -90° bis 90° . Um mit den Ausführungen in dieser Diplomarbeit konsistent zu bleiben sind immer 180° zu addieren.

Ein Modell zur Bestimmung der Ausgangsleistung von PV-Modulen wird in [15] erläutert. Formal lässt es sich folgendermaßen ausdrücken:

$$P_{Gen,Out}(G, T_{mod}) = P_{STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot \eta_{rel}(G', T') \quad (2.16)$$

mit

$$\eta_{rel}(G', T') = 1 + k_1 \ln G' + k_2 [\ln G']^2 + T'(k_3 + k_4 \ln G' + k_5 [\ln G']^2) + k_6 T'^2 \quad (2.17)$$

wobei G' und T' normierte Parameter darstellen

$$G' = \frac{G}{G_{STC}} \quad T' = T_{mod} - T_{STC} \quad (2.18)$$

Wegen der Verwendung des Logarithmus in Formel (2.17) kann die Ausgangsleistung bei Einstrahlungswerten < 1 negativ werden. Eine Addition von 1 verhindert dies (negative Einstrahlungswerte wurden bereits in 2.2.1 bereinigt). Damit ist die Ausgangsleistung nie negativ, vor allem in Hinblick auf Kapitel 4.2, Formel (4.3).

Wie in Unterpunkt 2.1.2 erläutert, sind Daten für Sonnenstrahlung und Umgebungstemperatur T verfügbar. Diese Information geht in die Modultemperatur T_{mod} folgendermaßen ein

$$T_{mod} = T + c_T G \quad (2.19)$$

mit dem Koeffizienten c_T , der die Erwärmung des Moduls durch auftreffende Solarstrahlung beschreibt.

Die Koeffizienten $k_1 \dots k_6$ in Formel (2.17) sind experimentell erfasste Daten und werden ebenso wie c_T je nach eingesetztem Solarzellentyp entsprechend verwendet [15]. In der Modellsiedlung sind alle Solarmodule aus kristallinen Siliziumzellen (c-Si) aufgebaut. Die Werte der Koeffizienten sind in Tabelle 2.1 aufgelistet.

Tabelle 2.1: Werte der experimentell ermittelten Parameter für kristalline Siliziumzellen nach [15]

c^T	$-0,035^\circ C W^{-1} m^2$
k_1	$-0,017162$
k_2	$-0,040289$
k_3	$-0,004681^\circ C^{-1}$
k_4	$0,000148^\circ C^{-1}$
k_5	$0,000169^\circ C^{-1}$
k_6	$0,000005^\circ C^{-2}$

Um das Wechselrichterverhalten einzubinden, wurde der *europäische Wirkungsgrad* gewählt (siehe auch Unterpunkt 2.3.1). Entsprechend der Angaben in [14, S.279] kann für den europäischen Wirkungsgrad ein Wert von bis zu

$$\eta_{WR,euro} = 95\% \quad (2.20)$$

angenommen werden.

In Summe ergibt sich dadurch ein Wirkungsgrad der PV-Anlage $\eta_{PV,total}$ von der Konversion der Solarstrahlung bis zur Stromsenke (Verbraucher oder Stromnetz) von

$$\eta_{PV,total} = \eta_{rel}(G', T') \cdot \eta_{WR,euro} \quad (2.21)$$

also

$$P_{Gen,Out} = P_{STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot \eta_{rel}(G', T') \cdot \eta_{WR,euro} = P_{STC} \cdot G' \cdot \eta_{PV,total} \quad (2.22)$$

2.4 Ergebnisse

In den bisherigen Unterpunkten dieses Kapitels wurden grundlegende Formeln und Zusammenhänge, Annahmen sowie Berechnungsschritte demonstriert.

Die Ergebnisse dieser Überlegungen werden in Abbildung 2.6 resümiert. Dabei ist im oberen Bild die Globalstrahlung mit ihren beiden Komponenten auf eine horizontale Fläche abgebildet. Es handelt sich um einen sonnigen Sommertag mit vereinzelt Wolkenfeldern am Nachmittag, welcher der repräsentativen Sommerwoche entstammt. Die Projektion dieser Strahlung auf mehrere geneigte Solargeneratoren zeigt das Bild darunter. Bei ost- bzw. westorientierten Modulen ist der Einfluss der direkten Solarstrahlung ersichtlich.

Ab einem bestimmten Zeitpunkt ($t = 14 : 24Uhr$) bricht der Direktstrahlanteil vollkommen weg oder beteiligt sich massgeblich an der Stromproduktion. Die Diffusstrahlung selbst ist laut Formel 2.11 nur vom Anstellwinkel β abhängig und trägt immer zur Energiegewinnung bei.

Weiters ist der Unterschied eines flach bzw. steil aufgeständerten PV-Generators in Südrichtung zu sehen. Etwa zur Mittagszeit scheint die Sonne fast senkrecht auf die Modulfläche, was zu einer hohen Leistungsausbeute führt (vgl. Formel 2.19).

Ein steiler Anstellwinkel hingegen ist eher eine Ertragsoptimierung für den Winter.

Die Angabe der Temperatur sollte deswegen nicht unerwähnt bleiben, da mit deren Anstieg (vor allem nachmittags) der Wirkungsgrad der PV-Module sinkt (Formel 2.19).

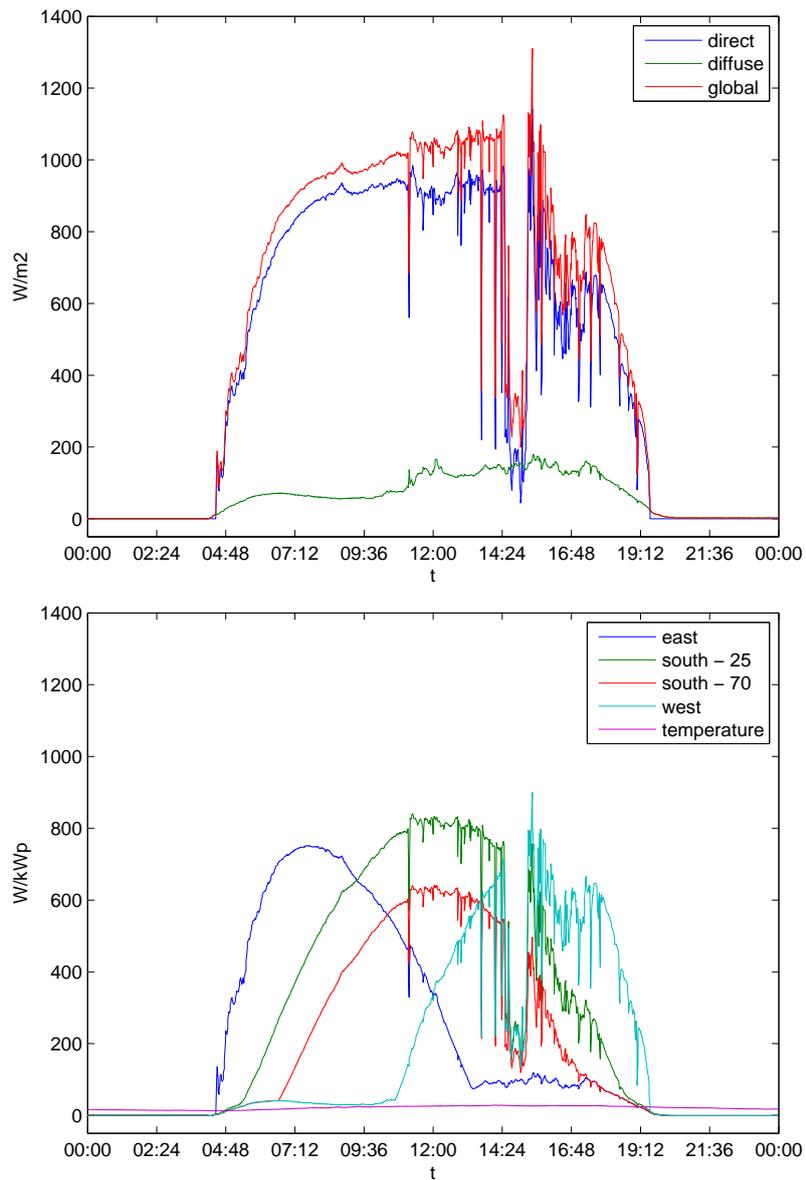


Abbildung 2.6: Bild oben: Direkt-, Diffus- und Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche an einem repräsentativen Tag im Sommer

Bild unten: Ausgangsleistungen von PV-Generatoren am selben Tag für verschiedene Ausrichtungsvarianten: Ost - $\beta = 70^\circ$, Süd - $\beta = 25^\circ$ und 70° sowie West - $\beta = 45^\circ$

3 Lastgänge

3.1 Einleitung

Aufbauend auf dem Siedlungsmodell aus Kapitel 1.3 muss im nächsten Schritt jedem der 126 Haushalte ein Lastgang zugewiesen werden.

Die Datenbasis für diese Lastgänge wurde ursprünglich im Rahmen des Projektes *ADRES-Concept* am Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe der TU Wien erhoben. Dabei entstand „eine umfassende Datenbasis mittels einer großangelegten Fragebogenerhebung“, begleitet „durch eine Messreihe von 40 vollständigen Haushalten“. Diese Messreihen beinhalten im Speziellen „Wirkleistungs-, Blindleistungs- und Spannungswerte je Phase“.[2]

Aufgrund der erhaltenen Informationen konnte in [3] ein Simulationsmodell entwickelt werden, welches „die Leistungsaufnahme der gesamten Modellsiedlung in Minutenauflösung für ein ganzes Jahr auf Einzelgeräteebene“ generieren kann.

Fortführend wurden diese **synthetischen Lastprofile** an die Bedürfnisse des Vorhabens *aDSM - Aktives Demand-Side-Management durch Einspeiseprognose*[4] angepasst und verwertet.

Da die jeweiligen Haushaltslastprofile als Summe der Einzelgeräteleistungsverläufe vorliegen, dienen letztere auch im Rahmen der vorliegenden Diplomarbeit zur Implementierung der DSM-Fähigkeit von Verbrauchern. Dazu sei auf Unterpunkt 4.3.2 verwiesen.

Summarisch werden im Laufe des Kapitels zunächst einige Grundlagen zu Lastprofilen beschrieben. Es folgt, wie bereits in Kapitel 2, die Generierung der repräsentativen Wochen aus synthetischen Haushaltslastprofilen. Nach Validierung der Ergebnisse wird der Vollständigkeit halber ein Vergleich zwischen dem H0-Standardlastprofil und dem Gesamtlastprofil aller Haushalte der Modellsiedlung gezogen.

3.1.1 Grundlagen Lastprofile

Um die Abwicklung von Stromlieferungen an Kunden ohne zeitgleicher Verbrauchszählung zu erleichtern, wurden im Zuge der Strommarktliberalisierung normierte Lastprofile seitens des *VDEW* (Verband der Elektrizitätswerke Deutschland) eingeführt.

Diese „stellen Zeitreihen für eine Abrechnungsperiode dar“ und ermöglichen den Stromhändlern „die Einspeisefahrpläne ihrer Kundengruppen zu berechnen und die benötigten Leistungen zeitgerecht einspeisen zu lassen“. Verschiedene Verbraucherguppen (z.B.

Tabelle 3.1: VDEW-Standardlastprofile gegliedert nach jahreszeitlichen Perioden

	Dauer	Anzahl der Tage/Jahr
Sommer	15.5. – 14.9	123
Übergang	21.3 – 14.5 und 15.9. – 31.10	102
Winter	1.11. – 20.3	140

Haushalt, Gewerbe, usw.) erhalten dadurch ein spezifisches Lastprofil, welches auf einen Jahresenergieverbrauch von $1MWh$ normiert ist.[16]

Die Viertelstundenleistungswerte sind definiert für

- Werktage
- Samstage
- Sonntage und Feiertage

und werden des Weiteren hinsichtlich der Jahreszeiten in Perioden aufgeteilt (siehe Tabelle 3.1 ¹). Da im Rahmen dieser Diplomarbeit Haushaltslastprofile zum Einsatz kommen, soll nun der Verlauf eines typischen Haushaltslastprofils (H0) bei einem typischen Jahresverbrauch von $3500kWh$ dargestellt werden (Abbildung 3.1).

Um den saisonalen Verbrauch noch etwas genauer nachbilden zu können, wird für jeden Kalendertag ein Dynamisierungsfaktor verwendet, der über eine jahreszeitliche Dynamisierungsfunktion (Abb. 3.2) definiert wird.

„Der Leistungswert eines Verbrauchers kann daher als Produkt aus dem tageszeitlichen Wert der Abbildung 3.1 multipliziert mit dem jahreszeitlichen Dynamisierungsfaktor in Abbildung 3.2 ermittelt werden[16].“

Die Dynamisierungsfunktion für 366 Tage wurde deswegen ausgewählt, weil die Daten in 3.1.2 ebenso für ein Schaltjahr vorliegen.

3.1.2 Qualität der Daten

Die Qualität der vorliegenden Daten aus [3] sieht nach Verbraucher aufgeschlüsselte Lastgänge eines jeden Haushalts in Minutenaufösung vor. Die fortlaufende Zeitreihe entspricht einem Schaltjahr mit Beginn am 1. Jänner um 0 Uhr wodurch sich $1440 \cdot 366$ Leistungswerte je Gerätetyp ergeben. Feiertage werden nicht berücksichtigt, sehr wohl aber Samstage und Sonntage.

In den folgenden Unterpunkten werden die Daten mittels *MATLAB* in eine praktisch verarbeitbare Form gebracht und repräsentative Wochen je VDEW-Jahreszeit bestimmt.

¹E-Control; *Sonstige Marktregeln Strom - Kapitel 6, Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile*, http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/SOMA_Strom_6_V3-3.pdf aufgerufen am 6.8.2014

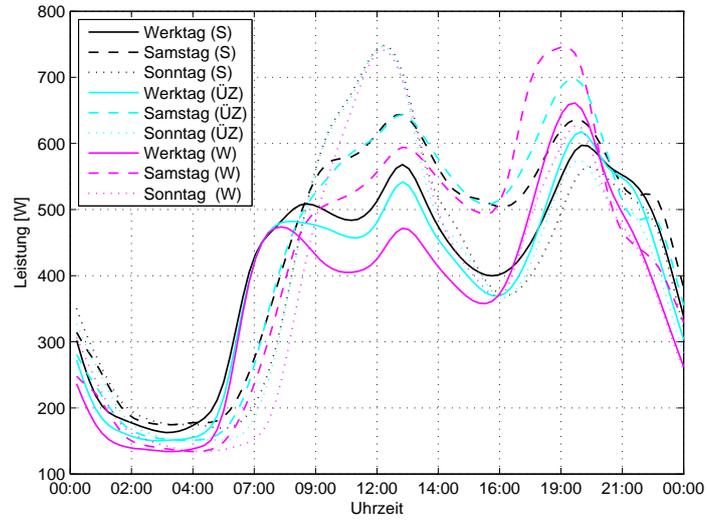


Abbildung 3.1: VDEW-Lastprofil H0 bei einem typischen Jahresverbrauch von 3500kWh ; Werte: <http://www.vsg-netz.de/vsgnetz/Stromnetz/Lastprofilverfahren.php> aufgerufen am 6.8.2014

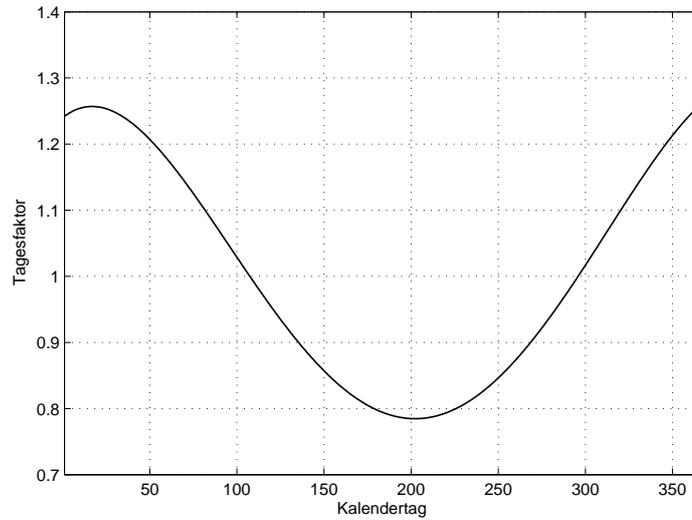


Abbildung 3.2: Jahreszeitliche Dynamisierungsfunktion für ein Schaltjahr; Werte: <http://www.vsg-netz.de/vsgnetz/Stromnetz/Lastprofilverfahren.php> aufgerufen am 6.8.2014

Auf folgende Verbraucher kann einzeln zugegriffen werden:

- Umwälzpumpen
- Durchlauferhitzer
- Warmwasserboiler
- Heizkörper
- Wärmepumpen
- Kühlschränke
- Gefriergeräte
- Waschmaschinen
- Geschirrspüler
- Wäschetrockner
- Desktop PCs
- Notebooks
- Monitore (PCs)
- Laserdrucker
- Tintenstrahldrucker
- Diverse Bürogeräte
- Fernseher
- Set-Top-Boxen
- Video-Equipment
- Game-Konsolen
- Hi-Fi-Geräte
- Radios
- Diverse Geräte
- Herde
- Backrohre
- Mikrowellen
- Diverse Küchengeräte
- Beleuchtung

wobei die Leistungsaufnahme der letzten sechs Gerätearten eine Zusammenfassung mehrerer Einzelgeräteströme darstellt.

Zusätzlich steht jede Geräteaktivität in einer *Aktivitätsmatrix* zur Verfügung. Damit ist die Kenntnis über Ein- und Ausschaltzeitpunkte, sowie Dauer der Aktivität vorhanden.

3.2 Generierung einer repräsentativen Woche aus synthetischen Haushaltslastprofilen

3.2.1 Verarbeitung der Daten und Bestimmung der repräsentativen Woche(n)

In Kapitel 2, Unterpunkt 2.2 wurden die repräsentativen Einstrahlungswochen derart bestimmt, dass der mittlere Tag jeder Gruppe (7 Gruppen - abfallende Sortierung) ausgewählt wird. Eine Multiplikation dieser ermittelten Wochen mit der Anzahl der Wochen je Jahreszeit und anschließendem Vergleich mit dem Energieverbrauch der gesamten Wochen der Saison, hat zu einer sehr guten Übereinstimmung geführt.

Wendet man im Falle der repräsentativen Lastgangsbestimmung denselben Auswahlprozess an, so liegen die simulierten Jahreszeiten je Haushalt teilweise deutlich (bis 25%) unter bzw. über dem tatsächlichen jahreszeitlichen Haushaltsenergieverbrauch. Der Gesamtenergieverbrauch der Siedlung weicht ebenfalls um einige Prozentpunkte ab.

Um diesen Fehler zu korrigieren, muss der in Kapitel 2.2.1 verwendete Algorithmus wie folgend beschrieben, geändert werden.

Damit die Verbraucherdaten mit den PV-Leistungswerten aus Kapitel?? kompatibel sind, muss auch an dieser Stelle eine Aufteilung der fortlaufenden Zeitreihe in Jahreszeiten getätigt werden. Vor allem aber ist die Kenntnis über den exakten Wochentag von hoher Wichtigkeit, da sich Werkstage, Samstage und Sonntage im Lastverhalten unterscheiden (siehe Abb. 3.1).

Bei den vorliegenden Daten handelt es sich um ein Schaltjahr, dessen 1. Jänner ein Montag ist. Um die Zeitfolge möglichst praktisch mithilfe der eingebauten *MATLAB*-Funktionen in Datums- sowie Zeitangaben übernehmen zu können, wird *MATLAB* das Jahr 1996 vorgetäuscht um eben einerseits eine automatisierte Zuweisung des Datums zu ermöglichen, die Wochentage bestimmen zu können und andererseits die Aufteilung nach Jahreszeiten zu gewährleisten. Für die Zuordnung der Jahreszeiten gilt Tabelle 3.1.

Durch die Auswahl von repräsentativen Tagen (Wochen) wird die fortlaufende Zeitreihe unterbrochen. Dadurch können Lastverläufe und die dazugehörige Aktivitätsmatrix bei einem Übergang auf den folgenden Tag ebenfalls abgeschnitten werden. In Bezug auf die Leistungswerte wird dieser Umstand nicht weiter beachtet, jedoch muss die Aktivitätsmatrix entsprechend angepasst werden (siehe Unterpunkt 4.3.2).

Nachdem die Haushaltsdaten in passende Form gebracht wurden, kann mit der Suche nach je einer repräsentativen Woche pro Haushalt und Jahreszeit begonnen werden.

Dazu sind zunächst folgende Schritte notwendig:

1. Bestimmung und Zuteilung der Wochentage (Werktag, Samstag und Sonntag)
2. Berechnung des täglichen Gesamtstromverbrauchs jedes Haushalts
3. Aufteilung der Werktage in fünf Gruppen (Montag bis Freitag); Samstage bzw. Sonntage ergeben jeweils eine Gruppe (insgesamt somit sieben Gruppen)
4. absteigende Sortierung der Wochentage nach elektrischer Tagesenergie
5.
 - a) die **Anzahl der Werktage** muss durch Fünf ganzzahlig teilbar sein
 - b) ist dies nicht der Fall, wird abgerundet
 - c) die Differenz zwischen tatsächlicher und verringerter Anzahl der Werktage wird abwechselnd inkrementell am oberen und unteren Ende der sortierten Tagesenergiefolge (Maximum und Minimum) ausgeschnitten
 - d) maximal vier Energiewerte gehen verloren
 - e) die Breite der Intervalle zwischen den Werktagsgrenzen ist bestimmt durch den Quotienten aus verringerter Anzahl der Werktage und der Anzahl der Werktagsgruppen
6. absteigende Sortierung der Samstage und Sonntage nach elektrischer Tagesenergie
7. Bestimmung des Datensatzes in der Mitte jeder Gruppe (aufgerundeter Mittelwert, entsprechend Unterpunkt 2.2.1 für Vergleichszwecke)

Die weitere Vorgangsweise betrifft die oben angesprochene Modifikation des Algorithmus. Sie besteht im Grunde aus der Implementierung eines Optimierungsproblems gemäß Unterpunkt 4.2:

8.
 - a) die Gruppen der Werktage werden zu einer einzelnen Gruppe G_{WE} zusammengefasst: beginnend beim niedrigsten Energiewert wird der im Abstand eines Werktagintervalls folgenden Energiewert der nächsten Gruppe addiert. Der nächste zu addierende Energiewert liegt wieder ein Intervall weiter, etc. Damit ist der niedrigste Energiewert der Gruppe G_{WE} bestimmt. Alle weiteren Werte ergeben sich durch dieselbe Prozedur, beginnend beim nächst höheren Startwert.
 - b) weiters bilden die Gruppen G_{SA} und G_{SO} jeweils eine weitere Menge an Energiewerten
9. die Entscheidungsvariablen x_{WE} , x_{SA} und x_{SO} nehmen die optimalen Energiewerte der beschriebenen Gruppen an, um nach der Multiplikation mit der Anzahl der Wochen je Jahreszeit den tatsächlichen Gesamtenergieverbrauch anzunähern

10. a) es soll unterbunden werden, dass durch die Optimierung Kombinationen von sehr hohen und sehr niedrigen Energiewerten der drei verschiedenen Gruppen gebildet werden
 b) deshalb wird eine Begrenzung innerhalb einer Gruppe durch deren Standardabweichung σ um den Mittelwert μ (in diesem Fall ist es der Energiewert in der Mitte einer Werktagsgruppe) hergestellt
11. a) das Optimierungsziel ist als Minimierung der energetischen Differenz E_{Diff} zwischen der Summe der Entscheidungsvariablen und der Summe aller Tagesenergien E_{Summe} des Datensatzes zu verstehen
 b) dabei werden die Entscheidungsvariablen mit der Anzahl N (kein gerundeter Wert) der Wochen je Jahreszeit multipliziert
12. zu guter Letzt werden die gefundenen, repräsentativen Werkstage in zufälliger Reihenfolge angeordnet

Punkte 10a bis 10b) lassensich mathematisch wie folgt darstellen:

$$x_{WE} \in G_{WE} \quad \wedge \quad \mu_{WE} - \sigma_{WE} \leq x_{WE} \leq \mu_{WE} + \sigma_{WE} \quad (3.1)$$

$$x_{SA} \in G_{SA} \quad \wedge \quad \mu_{SA} - \sigma_{SA} \leq x_{SA} \leq \mu_{SA} + \sigma_{SA} \quad (3.2)$$

$$x_{SO} \in G_{SO} \quad \wedge \quad \mu_{SO} - \sigma_{SO} \leq x_{SO} \leq \mu_{SO} + \sigma_{SO} \quad (3.3)$$

Punkte 11a und 11b können dabei angegeben werden als

$$E_{Diff} = N \cdot (x_{WE} + x_{SA} + x_{SO}) - E_{Summe} \quad (3.4)$$

$$z_{Lastgang} = f(x_{WE}, x_{SA}, x_{SO}) \quad (3.5)$$

Die Formulierung der Zielfunktion ist daher (vergl. Kapitel 4.2)

$$z_{Lastgang} = c^T \cdot E_{Diff} = -1 \cdot E_{Diff} \longrightarrow \underset{E_{Diff}}{\text{Minimum}} \quad (3.6)$$

Zur Implementierung der Optimierungsaufgabe in *MATLAB* wurde auf *YALMIP* (siehe Unterpunkt 4.2.2) zurückgegriffen.

Selbstverständlich verschieben sich durch die Verminderung (der Tagesanzahl) des Datensatzes in Schritt 5 auch die Grenzen jeder einzelnen der fünf Gruppen. Dadurch wird die Standardabweichung/Mittelwertbildung und damit der zulässige Bereich der Nebenbedingungen beeinflusst. Die gesetzten Grenzen (Formel 3.1, aber auch 3.2-3.3) lassen ohnehin keine Auswahl der Extrema zu.

Überblicksmäßig sind in Abbildung 3.3 die Verarbeitungsschritte 1 - 11 erläutert.

3.2.2 Visualisierung der Ergebnisse

Abbildung 3.4 veranschaulicht die Ergebnisse der Auswahl der repräsentativen Wochen anhand von Haushalt Nummer 10 der Modellsiedlung. Gezeigt werden sortierte Tagesenergiemengen für die jahreszeitlichen Perioden Winter und Sommer.

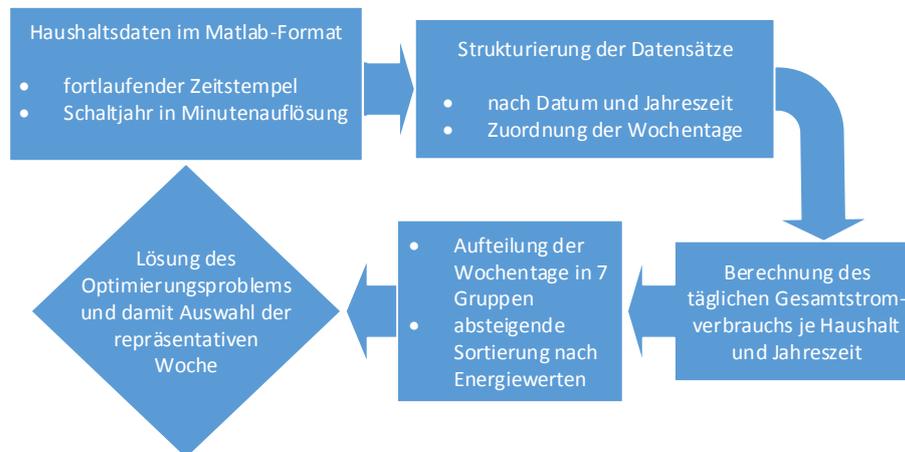


Abbildung 3.3: Vereinfachte Darstellung der Schritte 1 bis 11 um aus jährlichen Haushaltslastdaten drei repräsentative Wochen zu bestimmen

3.3 Generierung einer repräsentativen Woche aus einem H0 Standardlastprofil

Um einen Vergleich zwischen den Eigenverbrauchsanteilen für diverse Szenarien (siehe 4.4) ziehen zu können, sollen nun auch repräsentative Wochen aus einem H0-Standardlastprofil ermittelt werden.

Um den jährlichen Lastverlauf eines Haushalts zu erhalten sind gemäß Unterpunkt 3.1.1 die Werte der Dynamisierungsfunktion mit den normierten Viertelstundenleistungswerten des Lastprofils H0 zu multiplizieren. Die Verarbeitungsschritte zur Erlangung der repräsentativen Wochen sind in Unterpunkt 3.2.1 nachzuvollziehen.

Für eine Anpassung an jeden der 126 Haushalte ist eine weitere Multiplikation des ungewichteten H0-Lastprofils mit dem spezifischen Haushaltsjahresenergieverbrauch zu tätigen.

3.3.1 Visualisierung der Ergebnisse

In Abbildung 3.5 sind die Ergebnisse der Auswahl der repräsentativen Wochen aus dem normierten H0-Lastprofil ersichtlich. Gezeigt werden sortierte Tagesenergiemengen für die jahreszeitlichen Perioden Winter und Sommer.

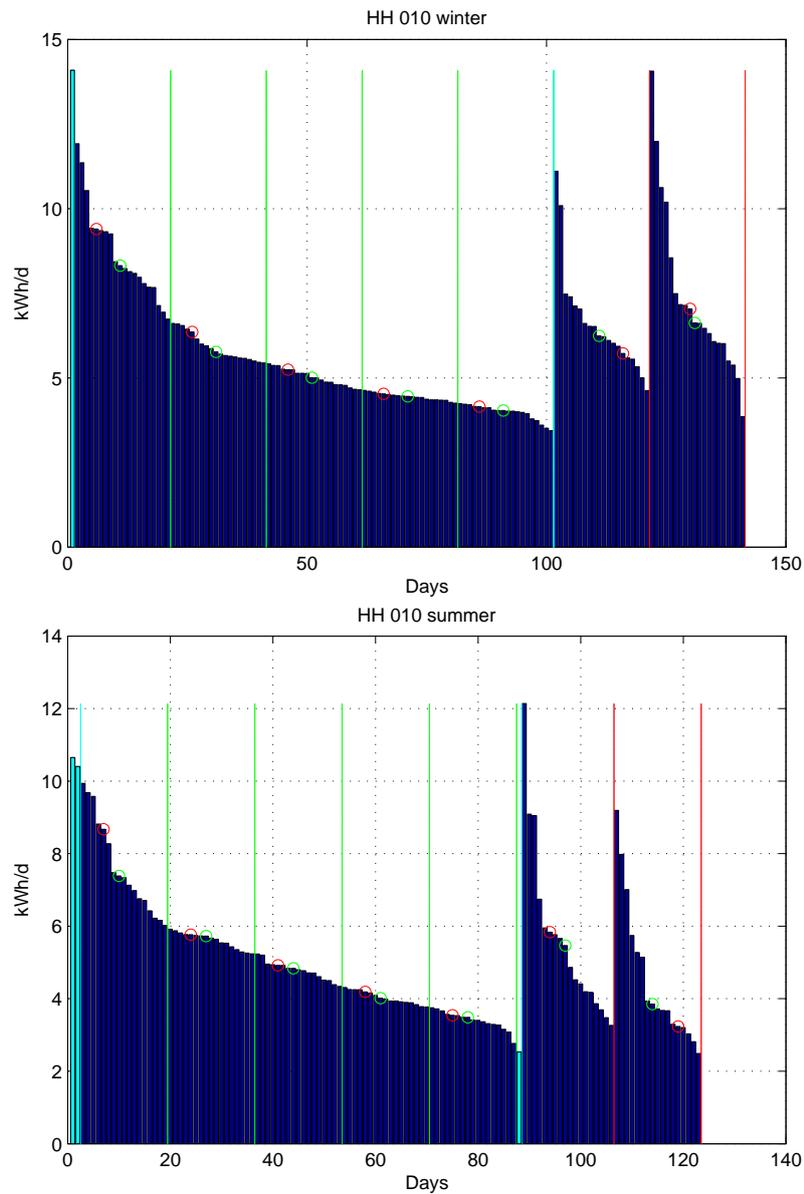


Abbildung 3.4: Auswahl der repräsentativen Wochen aus synthetisch generierten Haushaltslastprofilen für Haushalt Nr. 10 der Modellsiedlung. Die Einteilung der Gruppen nach Werktagen ist durch grüne vertikale Linien gekennzeichnet. Sortierte Tagesenergien von Samstag und Sonntag sind innerhalb der roten Linien ersichtlic. Hellblau hinterlegte Balken zeigen die ausgeschnittenen Tagesenergiewerte. Grüne Kreise entsprechen dem mittleren Tag der jeweiligen Gruppe, rote Kreise der Auswahl der repräsentativen Tage durch die Optimierung.

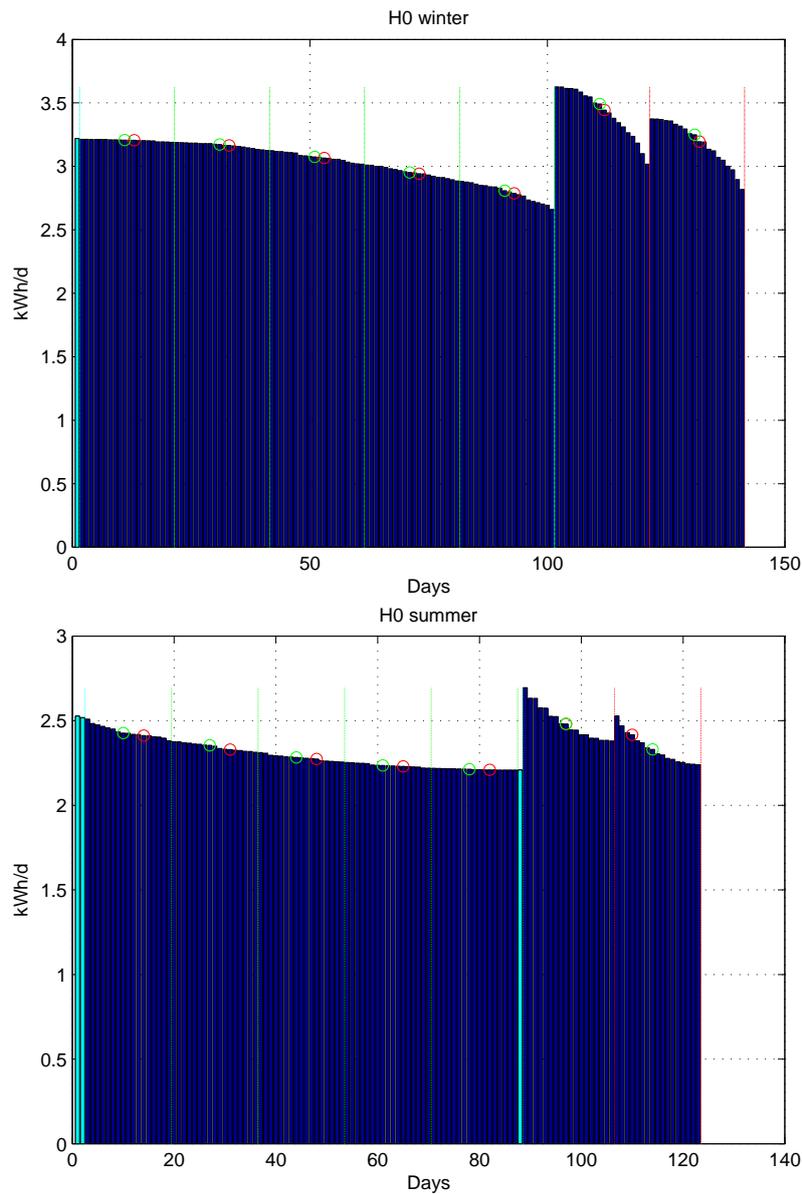


Abbildung 3.5: Auswahl der repräsentativen Wochen aus dem normierten H0-Lastprofil. Die Einteilung der Gruppen nach Werktagen ist durch grüne vertikale Linien gekennzeichnet. Sortierte Tagesenergiemengen von Samstag und Sonntage sind innerhalb der roten Linien ersichtlich. Hellblau hinterlegte Balken zeigen die ausgeschnittenen Tagesenergiemenge. Grüne Kreise entsprechen dem mittleren Tag der jeweiligen Gruppe, rote Kreise der Auswahl der repräsentativen Tage durch die Optimierung. Der repräsentative Samstag im Sommer wird durch die Optimierung ebenfalls als mittlerer Tag der Gruppe gewählt.

3.4 Annäherung des kumulierten, synthetischen Lastprofils an das H0 Lastprofil

An dieser Stelle soll in groben Zügen ein Vergleich des Gesamtlastprofils aller Haushalte der Modellsiedlung mit dem gewichteten H0-Lastprofil aus Abbildung 3.1 vorgenommen werden. Dazu wurde die Summenlast auf den jährlichen Gesamtenergieverbrauch bezogen und 15-minütige Leistungsmittelwerte gebildet. Anschließend wurde auch hier ein typischer Jahresenergieverbrauch von $3500kWh$ angenommen.

In Abbildung 3.6 ist eine Tendenz des interpolierten Verlaufs ähnlich zu jener des standardisierten Haushaltslastastprofils zu erkennen.

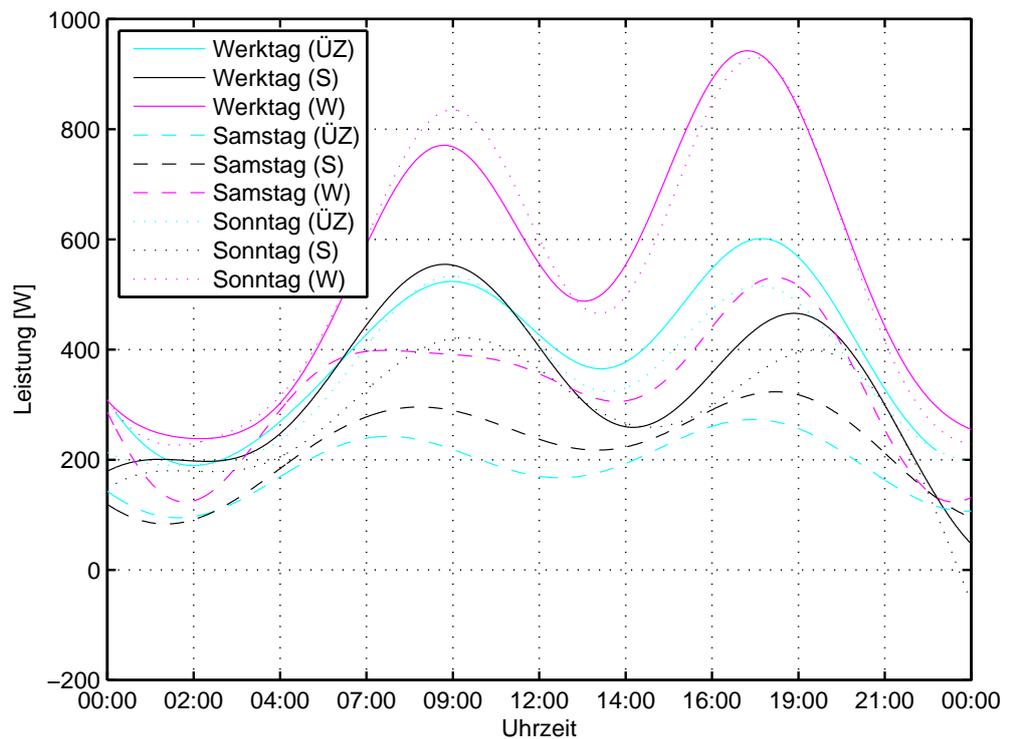


Abbildung 3.6: Normiertes Gesamtlastprofil der Modellsiedlung bei einem typischen Jahresstrombedarf von $3500kWh$

4 Optimierung

4.1 Einführung

Dieses Kapitel beschäftigt sich zunächst mit dem Thema der linearen Optimierung (Programmierung). Darauf aufbauend wird der Übergang zur ganzzahligen linearen Optimierung vollzogen, welcher wiederum einen Spezialfall der linearen Programmierung darstellt.

Im nächsten Schritt folgt die Formulierung des vorliegenden Optimierungsproblems. Anhand von Minimalbeispielen werden die Ergebnisse der Modellierung visualisiert und beschrieben.

Zuletzt werden die in den Vorbereitungen gewonnenen Erkenntnisse in ausgewählte Simulationsszenarien eingepflegt.

4.2 Grundlagen der linearen Optimierung

„Aufgaben der linearen Optimierung gehören zur Klasse von Optimierungsaufgaben für die Nebenbedingungen in Ungleichungsform (Ungleichungsnebenbedingungen) vorliegen und für die globale Optima (Minima und Maxima) gesucht sind[17, S. 123 ff.]“

Die *Standardform* für Aufgaben der linearen Optimierung ist in Matrixschreibweise folgendermaßen definiert:

$$z = f(\mathbf{x}) = \mathbf{c}^T \cdot \mathbf{x} \longrightarrow \underset{\mathbf{x}}{\text{Maximum}} \quad (4.1)$$

$$\mathbf{Ax} \leq \mathbf{b} \quad (4.2)$$

$$\mathbf{x} \geq 0 \quad (4.3)$$

mit

$$\mathbf{c} = \begin{pmatrix} c_1 \\ c_2 \\ \vdots \\ c_n \end{pmatrix} \quad \mathbf{x} = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{pmatrix} \quad \mathbf{b} = \begin{pmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_n \end{pmatrix}$$

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & \cdots & a_{mn} \end{pmatrix}$$

Die angegebene Standardform fordert die Ermittlung eines *Maximums* der Zielfunktion über ihrem zulässigen Bereich. Ist die Zielfunktion zu *minimieren*, muss diese mit -1 multipliziert werden.

Dabei stellt Gleichung 4.1 eine *lineare Zielfunktion* $f(\mathbf{x})$ dar, die es bezüglich der Vektoren $\mathbf{c} \in \mathbb{R}^n$, $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ und $\mathbf{b} \in \mathbb{R}^n$ zu maximieren gilt, wobei \mathbf{A} eine Matrix mit m Zeilen und n Spalten beschreibt.

Die Bedingungen 4.2 und 4.3 spannen den zulässigen Bereich $B \subset \mathbb{R}^n$ auf, in dem die lineare Zielfunktion ihre Optimalpunkte annimmt. [17, S. 226 ff.]

Weiters existieren einige Umformungsregeln um bestimmte vorliegende Optimierungsaufgaben ohne Beschränkung der Allgemeinheit in die angegebene Standardform umwandeln zu können (*Schlupfvariable*). Dazu und für weitere mathematische Grundlagen der Optimierung sei auf [17, S. 227 ff. bzw. S. 155 ff.] verwiesen.

4.2.1 Ganzzahlige lineare Optimierung

In vielen praktischen Situationen kann die *lineare Optimierung* den Anforderungen eines Modells nicht genügen. Ein Beispiel aus der Ökonomie könnte zum Beispiel die Produktion eines Guts sein, welches nur im Ganzen hergestellt werden kann. Genauso verhält es sich mit dem Einsatz von GCF (siehe Unterpunkt 4.3). Auch hier können nur Module mit einer definierten Leistung ausgewählt werden bzw. deren Gesamtleistung (ganzzahlig) vervielfacht werden.

Kann die Entscheidungsvariable bzw. der Entscheidungsvektor (4.3) einer linearen Optimierungsaufgabe nur ganzzahlige Werte annehmen, spricht man von *rein-ganzzahliger linearer Optimierung*. Sollen diese Variablen nur zwei Werte annehmen können (etwa für *ja/nein*-Entscheidungen), wird dieser Spezialfall *0-1-Optimierung* oder *Boolesche Optimierung* bezeichnet.

Diese Art der Optimierung wird im Falle des Einsatzes von DSM (siehe Kapitel 4.3.2) verwendet.

Eine Kombination von ganzzahliger und boolescher Optimierung findet bei der Kombination von GCF und DSM Anwendung und wird gemeinhin als *gemischt-Boolesche Optimierung* angegeben.

Für ganzzahlige Optimierungsaufgaben muss daher gefordert werden, dass

- die Entscheidungsvariable \mathbf{x} nur ganzzahlige Werte annehmen darf

und für den Fall von Boolescher-Optimierung sind

- diese ganzzahligen Variablen auf die Werte 0 und 1 beschränkt.

Zusätzlich kann die Optimierungsaufgabe mit mehreren Zielfunktionen versehen werden und wird dann *Vektoroptimierung* genannt. [17, S. 136 ff. und 386 ff.]

Der Rechenaufwand für das Lösen von ganzzahligen Optimierungsproblemen kann, abhängig von der Größe des Problems beträchtlich sein, „obwohl bei den meisten praktisch anfallenden Aufgaben der zulässige Bereich nur aus endlich vielen Punkten besteht“. Für bereits 50 boolesche Variablen ergeben sich aber 2^{50} zulässige Punkte! [17, S. 368]

Eben dieser Aspekt ist mitunter ein Grund, weshalb in Kapitel 2 und 3 eine Komprimierung von minütlichen Jahreswerten auf drei repräsentative Wochen im 15- Minutenformat durchgeführt wird.

„Man könnte zunächst meinen, dass sich die Lösung ganzzahliger Optimierungsaufgaben ergibt, wenn man die Aufgabe als nichtganzzahlige Optimierungsaufgabe löst und anschließend die erhaltenen Variablenwerte auf ganzzahlige Werte abrundet bzw. aufrundet. Dies führt aber i.allg. nicht zur optimalen Lösung der ganzzahligen Aufgabe.“ [...] „Besonders problematisch ist das Runden beim Spezialfall der 0 – 1-Optimierung [17, S. 366].“

Auch diese Variante wurde im Zuge der Vorbereitungen dieser Diplomarbeit ange-dacht, jedoch ergeben sich dadurch die oben genannten Probleme.

4.2.2 YALMIP

Die Modellierungssprache *YALMIP*¹ ist eine frei zugängliche Toolbox für *MATLAB* und bietet eine bequeme Syntax zur Formulierung von konvexen und nichtkonvexen Optimierungsaufgaben. Version „21-Feb-2014“² wird im Zuge der vorliegenden Di-plomarbeit verwendet.

4.2.3 Solver

Für das Lösen mathematischer Probleme werden sogenannte *Solver* oder zu Deutsch *Löser* verwendet. Einige sind bereits in *MATLAB* inkludiert, es kann aber auch auf leistungsfähigere Lösungsalgorithmen zurückgegriffen werden.

Seitens der Industrie sind einige Solver für akademische Zwecke frei zugänglich. In Kombination mit *MATLAB/YALMIP* hat sich *GUROBI*³ als äußerst zufriedenstel-lend erwiesen. Von einem Einsatz von *CPLEX*⁴ ist hingegen abzuraten, da in der Version 12.6 eine Parametrierung des Solvers von *MATLAB* aus nicht möglich ist⁵.

¹ <http://users.isy.liu.se/johanl/yalmip/> aufgerufen am 5.9.2014

² <http://users.isy.liu.se/johanl/yalmip/pmwiki.php?n=Blog.Release-20140221> aufgerufen am 8.9.2014

³ <http://www.gurobi.com/de/produkte/gurobi-optimizer/gurobi-overview> aufgerufen am 8.9.2014

⁴ <http://www-01.ibm.com/software/commerce/optimization/cplex-optimizer/index.html> aufge-rufen am 8.9.2014

⁵ Stand September 2014, siehe Kommentar Nr. 4 auf http://users.isy.liu.se/johanl/yalmip/pmwiki.php?n=Blog.Release-20140221#bi_ID20140506T110539 aufgerufen am 8.9.2014

Solver-Einstellungen: GAP und TimeLimit

Die erwähnte Parametrierung des Solvers ist deswegen wichtig, da bei Berechnung beider Entscheidungsvektoren (Kapitel 4.3.1 und 4.3.2) ein erheblicher Rechen- und damit Zeitaufwand notwendig ist. Um diesen zu begrenzen, kann ein Abbruch der Optimierungsaufgabe vor Erreichen der optimalen Lösung erfolgen.

Der Solver-Parameter *MIPGap* - *Mixed Integer Programming Gap* dient zum Einstellen einer möglichen Abbruchbedingung. Dabei beschreibt dieser *relative GAP* das Verhältnis der Differenz zwischen „dem Zielfunktionswert der besten bekannten ganzzahligen Lösung (primale Schranke) und dem Zielfunktionswert der besten bekannten relaxierten Lösung (duale Schranke)“ zur besten bekannten relaxierten Lösung [18, S.163].

Der Parameter *TimeLimit* begrenzt die zur Lösung der Optimierungsaufgabe aufgewendete Zeit. Wird eine dieser beiden Abbruchbedingungen erreicht, terminiert der Optimierungsprozess.

Weitere Einstellungen hinsichtlich Lösungsstrategie etc. werden nicht getätigt. Diese Wahl bleibt dem Solver selbst überlassen.

4.3 Einsatz von ganzzahliger linearer Optimierung für GCF und DSM

In den Unterpunkten 4.3.3-4.3.5 wird das Verhalten der Optimierung anhand von Minimalbeispielen näher untersucht. Es sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den verwendeten Lastkurven um frei erfundene Verläufe handelt. Die PV-Erzeugungskurven sind der Realität angenähert. Beides soll der übersichtlichen Darstellung des Einsatzes von GCF und DSM dienen.

4.3.1 GCF

Die technische Realisierung von GCF ist mit einigen Schwierigkeiten verbunden. Zum einen müssen entsprechende Aufständerungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen. Vor allem bereits vorhandene Schrägdächer fordern dachparallele Unterkonstruktionen, meistens aus ästhetischen Gründen. Nicht zu vernachlässigen sind Druck- und Sogwirkungen durch auftretende Windlasten.

Als Bedingung für den Bau von PV-Anlagen mit GCF muss daher von Flachdächern im gesamten Siedlungsgebiet bzw. Versiegelung von Freiflächen ausgegangen werden. Abgesehen von dieser Einschränkung ist eine Verwendung von Modulwechselrichtern notwendig, da eine Vielzahl von verschiedenen ausgerichteten Modulen auch eine entsprechend höhere Anzahl an MPP-Trackern bedingt. Netzgekoppelte String-Wechselrichter sind in der Regel ab einer DC-Eingangleistung von 1 kW verfügbar, wobei zwei oder

Tabelle 4.1: Neigung und Ausrichtung der PV-Anlage sowie deren Bedeutung für die Spaltenindizes

Spalte	1	2	3	4	5	6	...	10	11	12	...	21
Neigung	25°	45°	65°	25°	45°	65°	...	25°	45°	65°	...	65°
Azimut	90°	90°	90°	120°	120°	120°	...	180°	180°	180°	...	270°

mehr MPP-Tracker erst bei höheren Leistungsklassen zum Einsatz kommen.

Zuletzt muss dem Umstand Rechnung getragen werden, dass GCF versucht den zeitlichen Verlauf der aufgenommenen Leistung eines Haushalts widerzuspiegeln. Dadurch bedeuten Änderungen im Benutzerverhalten (z.B. familiärer oder beruflicher Natur) oder in der Geräteausrüstung eine Abweichung von der eigenverbrauchsoptimierten Erzeugung. Der modulare Aufbau von PV-Anlagen mit GCF ermöglicht nach wiederholter Auswertung des neu entstandenen Lastgangs eine Anpassung an letzteren. Die Implementierung von GCF als Optimierungsmodell folgt einer ganzzahligen Optimierungsaufgabe nach 4.2.1. Dabei werden für die Entscheidungsvariable \mathbf{x} folgende Nebenbedingungen gesetzt:

$$\mathbf{x} = \begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_l \end{pmatrix}$$

mit

$$\mathbf{x} \geq 0$$

$$\mathbf{x} \quad \text{ganzzahlig}$$

In der vorliegenden Diplomarbeit ist die Entscheidungsvariable \mathbf{x} ein Vektor mit $l = 21$ Elementen (Unterpunkt 2.3 liefert genau 21 mögliche Anlagenvarianten), wobei jedes dieser Elemente den Multiplikationsfaktor eines $250W_p$ -Moduls und dessen Ausrichtung repräsentiert.

Zur Formulierung der Zielfunktion sind die repräsentativen Erzeugungsverläufe aus Unterpunkt 2.3 und zumindest ein Lastgang nötig. Die $k \times l$ PV-Leistungsmatrix \mathbf{M}_{PV} beinhaltet folglich normierte Ausgangsleistungen des PV-Generators $\frac{W}{kW_p}$ für verschiedene Ausrichtungen

$$\mathbf{M}_{PV} = \begin{pmatrix} m_{1,1} & m_{1,2} & \cdots & m_{1,l} \\ m_{2,1} & m_{2,2} & \cdots & m_{2,l} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ m_{k,1} & m_{k,2} & \cdots & m_{k,l} \end{pmatrix} \quad (4.4)$$

wobei hier $k = 2016$ die normierten Leistungswerte für die Zeitpunkte t (15-Minuten-Werte) und $l = 21$ die Erzeugungsverläufe je nach Ausrichtung bedeuten.

Tabelle 4.1 zeigt die Kodierung der einzelnen Spaltenindizes in Abhängigkeit von Neigung und Ausrichtung der PV-Anlage.

Der Bereich dieser Orientierungen erstreckt sich daher in 25°, 45° und 65°-Schritten von Ost nach West. D.h., dass beispielhaft der Vektor \mathbf{x} mit $x_1 = 0.25$ und $x_{21} = 0.5$ (alle anderen Komponenten sind dabei gleich Null) eine PV-Anlage mit einer installierten Leistung von gesamt $750W_p$ und den Ausrichtungen Ost - Neigung 25° und West - Neigung 65° beschreibt.

Spätestens anhand dieses Beispiels wird klar, dass die Leistungswerte der Matrix \mathbf{M}_{PV} vor Optimierungsbeginn mit 0.25 multipliziert werden muss, damit die Elemente des Vektors \mathbf{x} ganzzahlige Werte annehmen können und $250W_p$ -Schritte in der Dimensionierung eingehalten werden können.

Die Zielfunktion $z_{GCF} = f(x)$ der Optimierungsaufgabe beschreibt eine Minimierung der Residuallast $\mathbf{p}_{Residual,GCF}$, also der Differenz aus Erzeugung und Verbrauch

$$\mathbf{p}_{Residual,GCF} = \mathbf{M}_{PV} \cdot \mathbf{x} - \mathbf{v}_{Last} \quad (4.5)$$

und wird daher für den Einsatz von GCF in Kombination mit einem vorgegebenen Lastgang in Form eines $k \times 1$ Spaltenvektors \mathbf{v}_{Last} angegeben als:

$$z_{GCF} = \mathbf{c}^T \cdot \mathbf{p}_{Residual,GCF} = -1 \cdot \mathbf{p}_{Residual,GCF} \longrightarrow \underset{\mathbf{p}_{Residual,GCF}}{Minimum} \quad (4.6)$$

4.3.2 DSM

Aus Kapitel 3 ist bekannt in welcher Form die Gerätelastgangsdaten vorliegen. Soll ein DSM-System als Optimierungsaufgabe implementiert werden, müssen gewisse Anpassungen vorgenommen werden. Entsprechend den Grundlagen aus Unterpunkt 4.2.1 wird zum Ein- und Ausschalten von Geräten der Sonderfall der booleschen Optimierungen gewählt. Daher kann sogleich die erste Nebenbedingung für den $h \times 1$ Entscheidungsvektor \mathbf{y} angegeben werden:

$$\mathbf{y} \quad \text{binär} \quad (4.7)$$

Nun liegen aber einzelne Gerätelastgänge von 126 Haushalten im gesamten Siedlungsgebiet vor. Da jeder Haushalt eine eigene Geräteausstattung und Einsatzwahrscheinlichkeit besitzt (siehe Unterpunkt 1.3), muss die jeweilige Gerätelastgangsmatrix dynamisch befüllt werden. Ausgehend von den repräsentativen Haushaltslastgängen aus Unterpunkt 3.2.1 liegt eine $k \times j$ -Matrix \mathbf{M}_{HH} vor, wobei j die Anzahl der Geräte im Haushalt widerspiegelt - jede Spalte stellt also die Leistungsaufnahme eines Haushaltsgerätes über den repräsentativen Zeitraum dar.

Es folgt eine Zerlegung der Matrix \mathbf{M}_{HH} in $k \times 1$ -Spaltenvektoren $\mathbf{g}_{z,HH}$ mit $z = 1 \dots j$. Mittels der ebenfalls verfügbaren Aktivitätsmatrix wird jede einzelne Aktivität des jeweiligen Gerätes bestimmt. Nun wird jeder einzelne Aktivitätsblock (AB) ausgeschnitten und in eine Spalte der $k \times i$ -Matrix $\mathbf{G}_{z,HH,AB}$ kopiert. Der Index i ist durch die

Anzahl der Aktivitäten aller verfügbaren Geräte eines Haushalts definiert.

$$\mathbf{G}_{z,HH,AB} = \begin{pmatrix} g_{1,AB1,1} & g_{1,AB2,1} & \cdots & g_{z,ABi,1} \\ g_{1,AB1,2} & g_{1,AB1,2} & \cdots & g_{z,ABi,2} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ g_{1,AB1,k} & g_{1,AB2,k} & \cdots & g_{z,ABi,k} \end{pmatrix} \quad (4.8)$$

Um mittels der Elemente des Entscheidungsvektors \mathbf{y} den Geräteinsatzzeitpunkt und den Verlauf der Geräteaktivität auswählen zu können, wird die $k \times v$ -Matrix $\mathbf{G}_{z,HH,DSM}$ für die Verwendung der verschobenen Lastgänge innerhalb der linearen Optimierungsaufgabe aufbereitet

$$\mathbf{G}_{z,HH,DSM} = \begin{pmatrix} g_{z,AB1,1,1} & \cdots & g_{z,AB1,v,1} & \cdots & g_{z,ABi,1,1} & \cdots & g_{z,ABi,v,1} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ g_{z,AB1,1,k} & \cdots & g_{z,AB1,v,k} & \cdots & g_{z,ABi,1,k} & \cdots & g_{z,ABi,v,k} \end{pmatrix} \quad (4.9)$$

Die möglichen Startzeitpunkte eines Aktivitätsblocks sind abhängig vom Gerätetyp. In Unterpunkt 3.1.2 sind jene Verbraucher aufgelistet, auf welche zugegriffen werden kann. Lediglich ein Teil davon hat eine DSM-Fähigkeit:

- | | |
|----------------------|--------------------|
| 1. Umwälzpumpen | 6. Kühlschränke |
| 2. Durchlauferhitzer | 7. Gefriergeräte |
| 3. Warmwasserboiler | 8. Waschmaschinen |
| 4. Heizkörper | 9. Geschirrspüler |
| 5. Wärmepumpe | 10. Wäschetrockner |

Verbraucher 1-7 können im 15-Minutenschritt eine Stunde vor oder zurück in Referenz zur ursprünglichen Aktivität verschoben werden. Gleichzeitig greift das DSM-System nur tagsüber (zwischen 5 und 21 Uhr) ein, da in der Nacht keine PV-Erzeugung und somit keine Auswirkung auf den Eigenverbrauchsanteil zu erwarten ist. Dies ist vor allem auch erforderlich um eine unnötig hohe Anzahl an Entscheidungsvariablen zu vermeiden.

Für Verbraucher 8-10 gilt, dass diese über einen Zeitraum von ± 6 Stunden eine Verlegung im Halbstundentakt erfahren dürfen. Davor werden die Lastgangsaktivitäten jedoch um die Mittagszeit herum aufgefüllt. Wie diese Anordnung der Lastgangsaktivitäten durchgeführt wird, ist anhand des Beispiels in Abbildung 4.1 ersichtlich. Werden an einem Tag zwischen 24 und 12 Uhr Aktivitäten festgestellt, so wird die erste Aktivität auf die Mittagszeit desselben Tages verschoben. Alle weiteren Aktivitäten (in diesem Fall sind es zwei), werden abwechselnd davor (1) und danach (2) um jeweils

15 Minuten versetzt eingefügt. Folge im Zeitraum von 12 bis 24 Uhr desselben Tages weitere Aktivitäten, so sind diese in ihrer zeitlichen Reihenfolge abwechselnd später (3), früher (4) usw. (5) einzubauen.

Sind lediglich Aktivitäten zwischen 12 und 24 Uhr zu erwarten, wird die erste Aktivität an die Mittagszeit verschoben und der Algorithmus der Anordnung solange fortgesetzt, bis keine Aktivitäten mehr vorhanden sind.

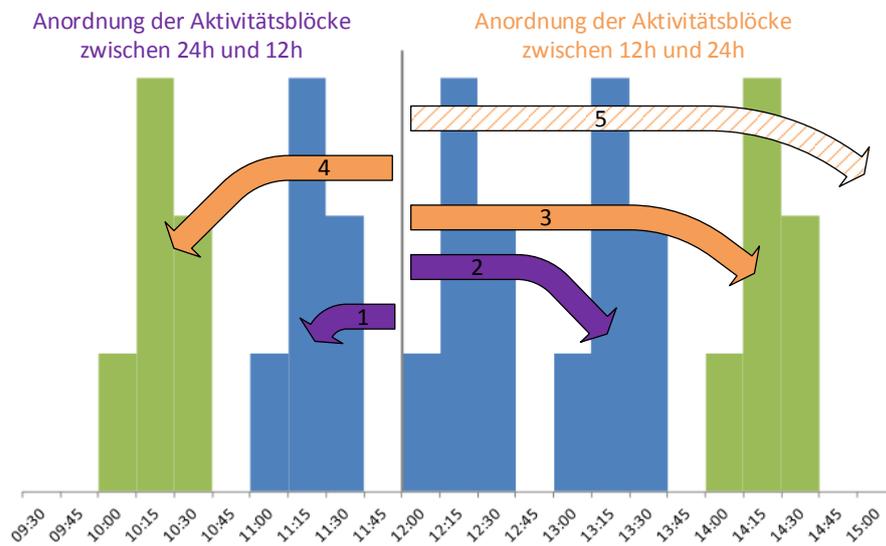


Abbildung 4.1: Beispiel zur Anordnung mehrerer Aktivitätsblöcke um die Mittagszeit. Dabei sind verschobene Aktivitäten zwischen 24 und 12 Uhr blau und Aktivitäten zwischen 12 und 24 Uhr grün dargestellt.

Die Anzahl der Spalten v kann nun durch

- $v = i \cdot (8 + 1)$ bzw. $v = i \cdot (24 + 1)$

angegeben werden.

Alle Werte der Spaltenvektoren die nicht zum eigentlichen Aktivitätsprofil gehören werden mit Null aufgefüllt. Für die weitere Herangehensweise ist es aus diesem Grund ratsam die $k \times h$ -Matrix \mathbf{M}_{DSM} als *schwachbesetzte Matrix*⁶ festzulegen. In ihr liegen schlussendlich alle möglichen Aktivitätsblöcke in Form von h Spaltenvektoren vor

$$\mathbf{M}_{DSM} = \left[\mathbf{G}_{1,HH,DSM} \mid \mathbf{G}_{2,HH,DSM} \mid \cdots \mid \mathbf{G}_{z,HH,DSM} \right] \quad (4.10)$$

mit

- $h = [\text{Anzahl der Aktivitäten der Verbraucher 1-7} \cdot (8 + 1)]$
 $+ [\text{Anzahl der Aktivitäten der Verbraucher 8-10}] \cdot (24 + 1)$

Um zur Matrix \mathbf{M}_{DSM} zu gelangen, sind die dafür notwendigen Schritte in Abbildung 4.3 dargestellt. Jede einzelne Geräteaktivität (für Geräte der Kategorie 1-7 und neu angeordnete Aktivitätsverläufe von Geräten der Kategorie 8-10) wird im Allgemeinen entsprechend der erwähnten Kriterien verschoben.

Hier wird das aus Abbildung 4.1 bekannte Beispiel für zwei neu angeordnete Aktivitätsblöcke fortgeführt. Da es sich um einen Verbraucher aus der Kategorie 8-10 handelt, sind 12 halbstündlich zeitversetzte Aktivitätsblöcke vor und nach der Referenzaktivität zu finden.

Beispielhaft sind darin jeweils drei der möglichen 24 verschobenen Aktivitätsblöcke zu sehen. Jede einzelne Verschiebung eines Aktivitätsblocks wird anschließend separat in einer Spalte der Matrix \mathbf{M}_{DSM} gespeichert.

Etwas komplizierter gestaltet sich die dynamische Zuweisung der Nebenbedingungen zum Entscheidungsvektor \mathbf{y} . Diese werden an dieser Stelle lediglich verbal beschrieben und besagen, dass

$$\begin{aligned} &\text{die verschobenen Lastgänge der ursprünglichen Aktivität} \\ &\text{nur einmal aktiviert werden dürfen und} \end{aligned} \quad (4.11)$$

$$\text{dasselbe Gerät nicht mehrmals gleichzeitig aktiv sein darf} \quad (4.12)$$

Unter den beschriebenen Nebenbedingungen kann mithilfe der booleschen Optimierung jede Aktivität (Spalte) ausgewählt werden. Als Zielfunktion $z_{DSM} = f(\mathbf{y})$ ist abermals eine Minimierung der Residuallast $\mathbf{p}_{Residual,DSM}$ erwünscht

$$\mathbf{p}_{Residual,DSM} = \mathbf{v}_{PV} - \mathbf{M}_{DSM} \cdot \mathbf{y} \quad (4.13)$$

⁶Eine schwachbesetzte Matrix besteht aus so vielen Nulleinträgen, dass die Speicherung von „Position und Wert der Nicht-Null-Einträge“effizienter bewerkstelligt werden kann. Siehe: [http://de.wikipedia.org/wiki/D"unbesetzte_Matrix](http://de.wikipedia.org/wiki/D%27unbesetzte_Matrix) aufgerufen am 4.9.2014

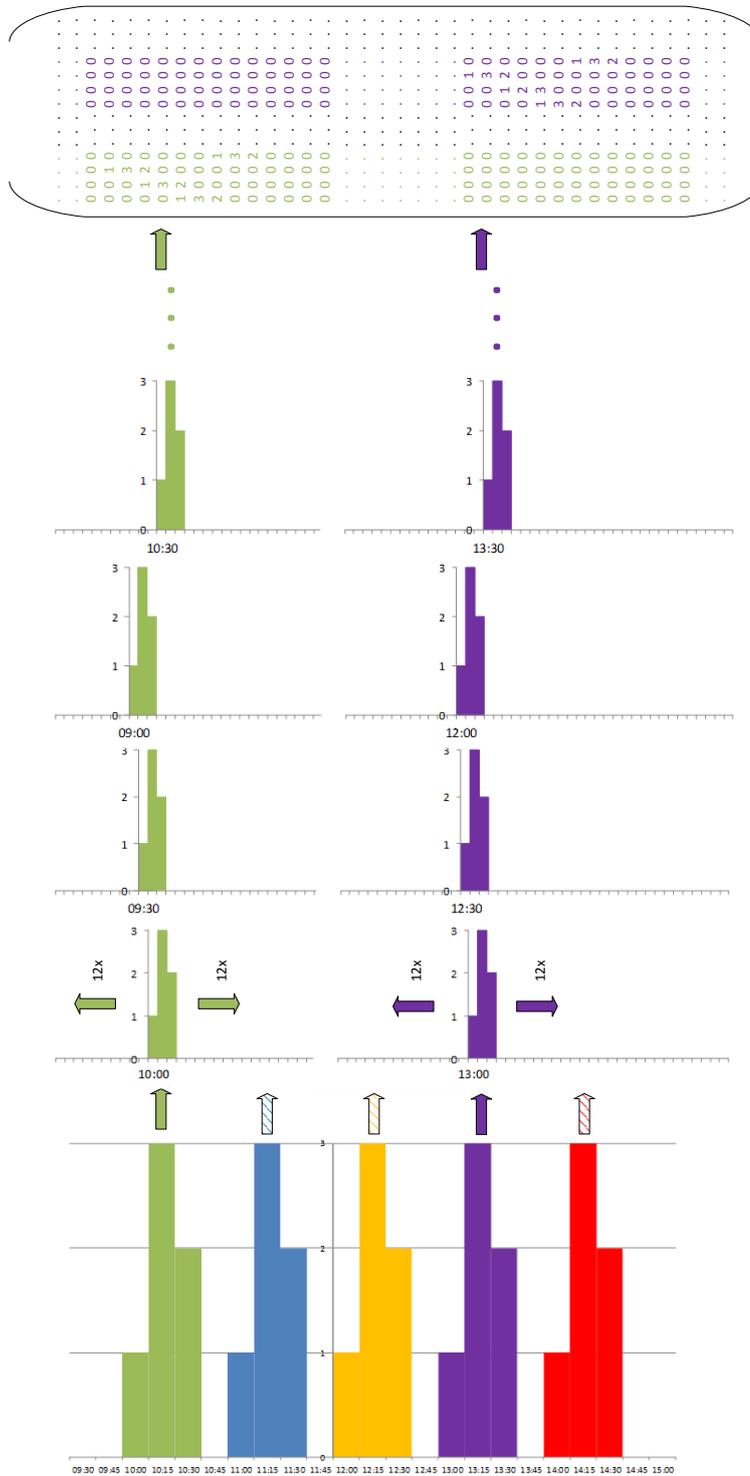


Abbildung 4.3: Wesentliche Schritte zur Erzeugung der DSM-Matrix M_{DSM} .

und wird daher für den Einsatz von DSM in Kombination mit einem vorgegebenen PV-Erzeugungsverlauf in Form eines $k \times 1$ Spaltenvektors \mathbf{v}_{PV} angegeben als:

$$z_{DSM} = c^T \cdot \mathbf{p}_{Residual,DSM} = -1 \cdot \mathbf{p}_{Residual,DSM} \longrightarrow \underset{\mathbf{p}_{Residual,DSM}}{Minimum} \quad (4.14)$$

Leistungszeitreihen jener Verbraucher, welche nicht steuerbar sind bzw. keinen Zugriff zwischen 5 und 21 Uhr erlauben, werden in 4.4 zum zweiten Term der Gleichung 4.13 addiert.

Der leichten Verständlichkeit wegen ist in Abbildung 4.2 ein Flussdiagramm der Erzeugung der Matrix $\mathbf{G}_{z,HH,DSM}$ gezeigt.

4.3.3 Minimalbeispiel GCF

Dieses Minimalbeispiel beschäftigt sich mit der Anpassung der PV-Erzeugung an einen vorgegebenen Lastgang. Der Lastgang (vergl. Abb. 4.5) selbst setzt sich aus zwei Gerätelastgängen zusammen (Abbildung 4.6) und ist in diesem Fall nicht steuerbar.

Der Optimierung nach Unterpunkt 4.3.1 stehen drei Ausrichtungsvarianten zur Verfügung, wobei jede eine beliebige Größe innerhalb der vorgegebenen Nebenbedingungen einnehmen kann. Die Ausgangsbasis dafür wird durch die normierten PV-Leistungsverläufe in Abbildung 4.4 gebildet.

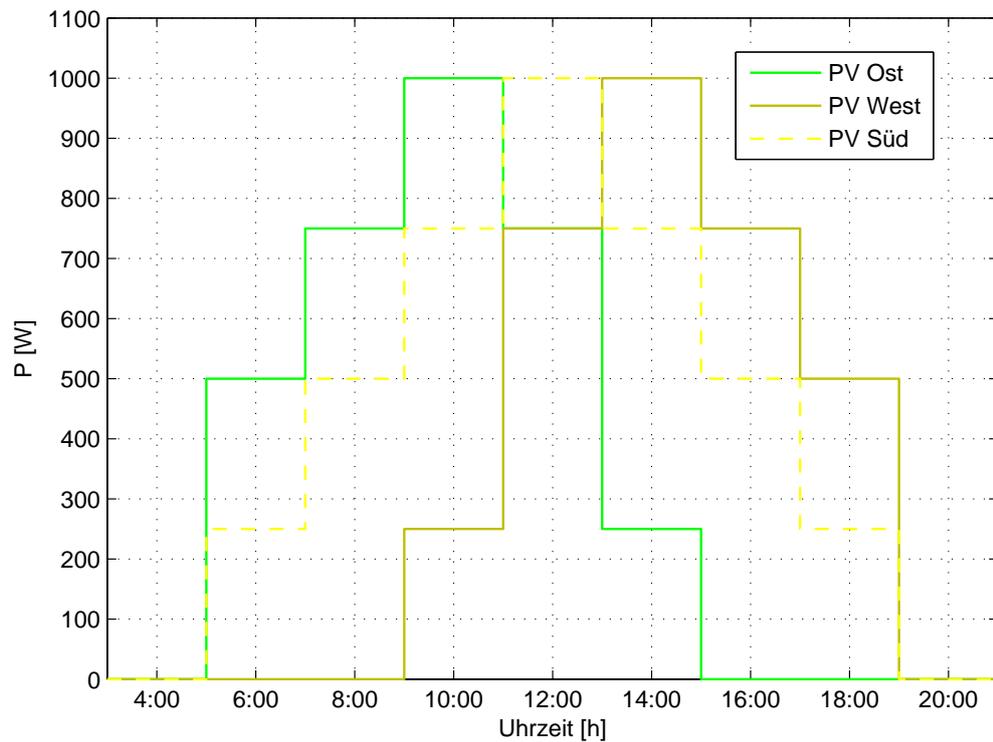


Abbildung 4.4: Normierte PV-Erzeugungskurven für die drei vorhandenen Anlagenvarianten

Anhand Abbildung 4.5 wird gezeigt, dass zur Minimierung der Residuallast jeweils eine ost- und eine westorientierte PV-Anlage nötig ist. Tabelle 4.2 zeigt die Leistung der beiden Anlagenausrichtungen und die Ergebnisse hinsichtlich Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad.

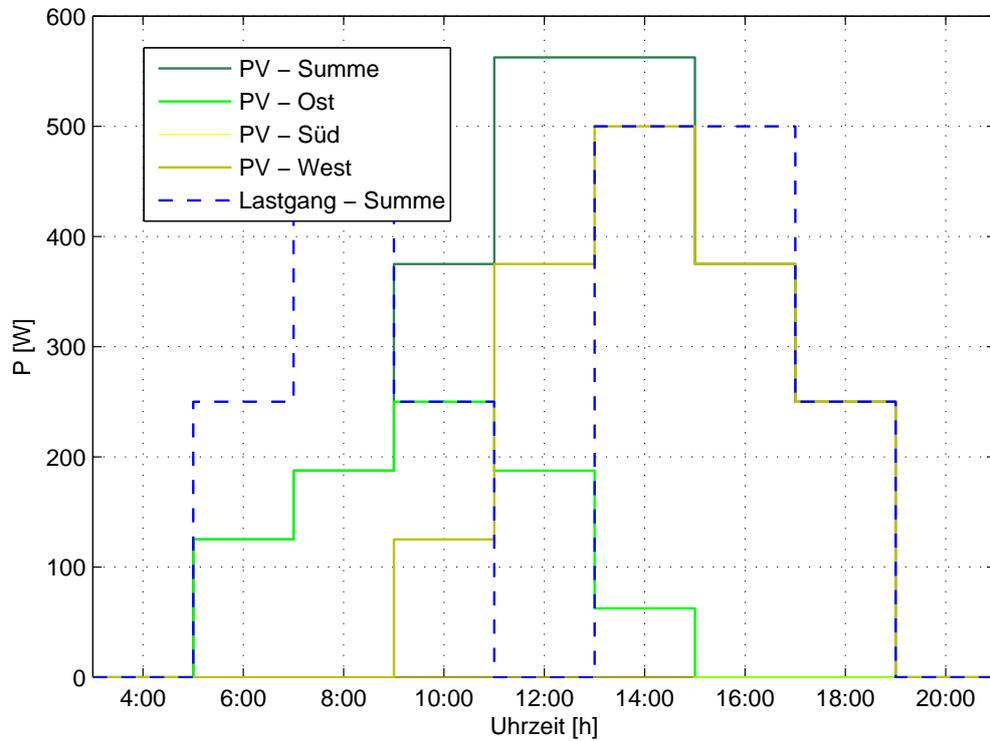


Abbildung 4.5: Anpassung der PV-Erzeugung mittels GCF an einen vorgegebenen Lastgang

Tabelle 4.2: Ergebnisse der Optimierung mit GCF

PV-Ost	0,25 kW_p
PV-Süd	0 kW_p
PV-West	0,5 kW_p
EV	69,2%
AG	108,3%

4.3.4 Minimalbeispiel DSM

Nun soll das Verhalten der Optimierung nach 4.3.2 vorgestellt werden. Zu diesem Zwecke wird der Lastgang aus Abbildung 4.6 in zwei Gerätelastgänge aufgeteilt und gemäß der Vorgangsweise zur Erlangung der DSM-Matrix \mathbf{M}_{DSM} (siehe Unterpunkt 4.3.2) aufbereitet.

Als PV-Anlage kommt eine südausgerichtete $0,75 \text{ kW}_p$ -Anlage zum Einsatz, um die Verhältnisse in 4.3.1 etwas anzunähern. Ein Vergleich der Ergebnisse ist dennoch nicht sinnvoll.

Abbildung 4.6 zeigt die Ausgangslage der Optimierung.

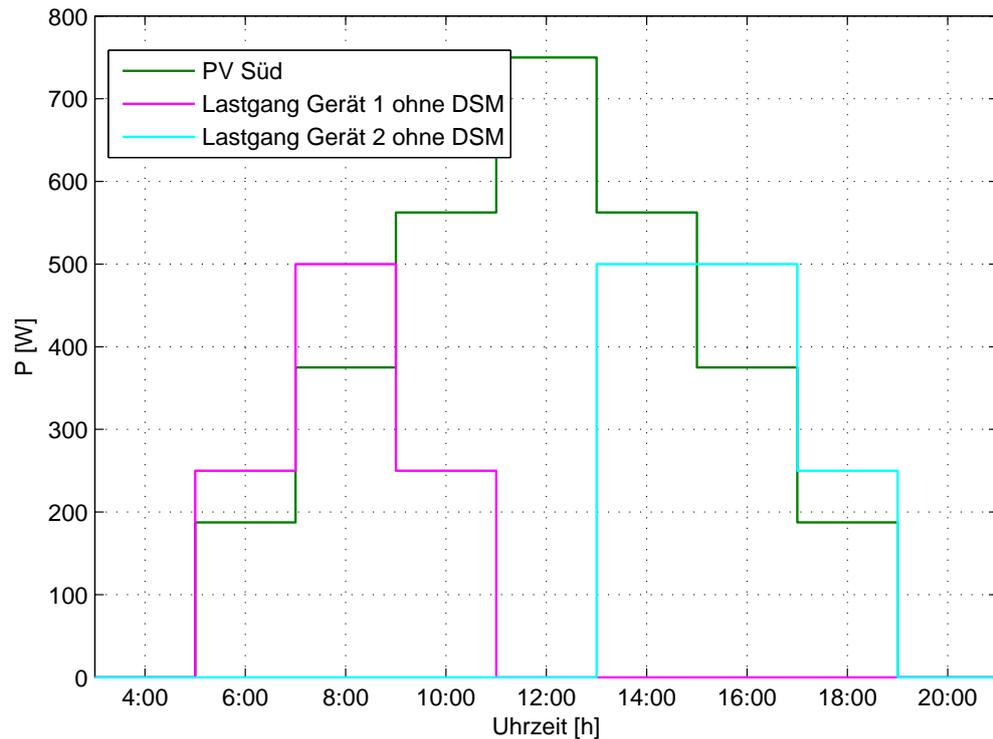


Abbildung 4.6: PV-Erzeugung und Aufteilung des Lastganges auf zwei Gerätelastgänge - Ausgangssituation vor dem Einsatz von DSM

Nach Durchführung der Optimierung ergibt sich ein verschobener Geräteeinsatz nach Abbildung 4.7. Dabei werden Gerät 1 bzw. 2 um jeweils 2 Stunden später bzw. früher aktiviert.

Ein Blick auf die Ergebnisse in Tabelle 4.3 lässt eine Steigerung des Eigenverbrauches erkennen. Der Autarkiegrad ist vor und nach den Optimierungsschritten derselbe, es ändert sich nichts an erzeugter und verbrauchter Energie.

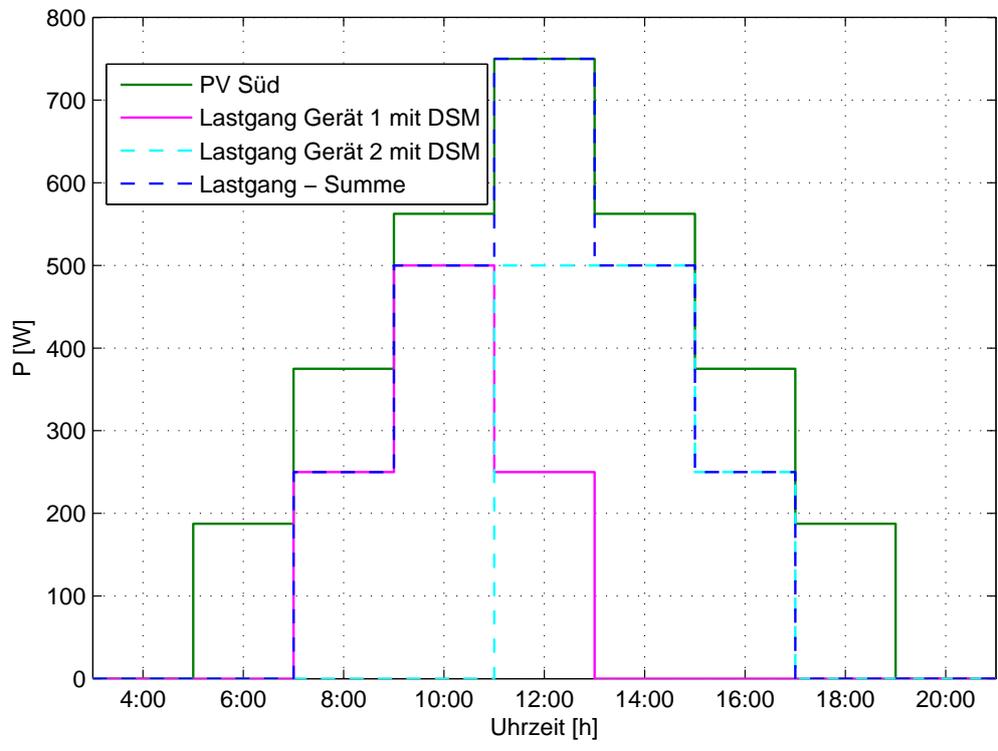


Abbildung 4.7: PV-Erzeugung und Verschiebung der beiden Gerätelastgänge im Zuge der Eigenverbrauchsoptimierung nach dem Einsatz von DSM

Tabelle 4.3: Ergebnisse der Optimierung vor und nach Einsatz des DSM-Systems

	ohne DSM-Einsatz	mit DSM-Einsatz
EV	62,5%	75%
AG	133%	133%

Tabelle 4.4: Ergebnisse der Optimierung mit Einsatz von GCF und DSM

EV	89,7%
AG	108,3%

4.3.5 Minimalbeispiel GCF und DSM

Als drittes Minimalbeispiel soll die Wirkungsweise beider Optimierungsvarianten visualisiert werden. Die zugrunde liegenden Daten bestehen nun einerseits aus drei PV-Anlagenvarianten und andererseits aus zwei steuerbaren Gerätelastgängen.

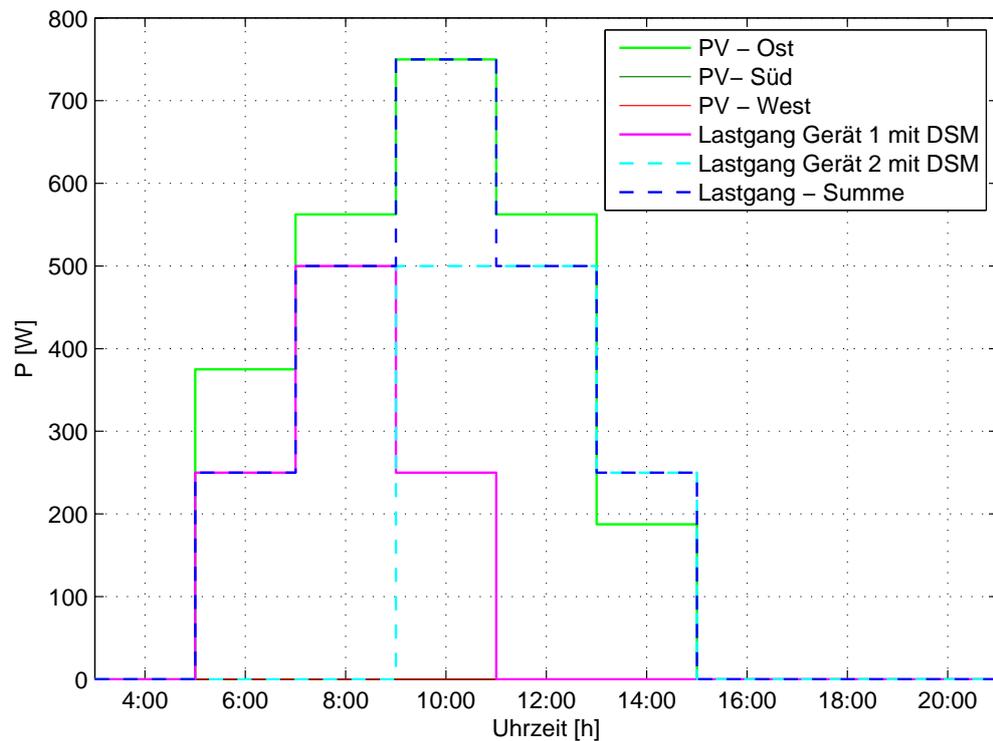


Abbildung 4.8: PV-Erzeugung und Verschiebung der Gerätelastgänge nach Einsatz von GCF und DSM

Bei Betrachtung von Abb. 4.8 ist erkennbar, dass sich der Einsatzzeitpunkt von Gerät 2 um 4 Stunden nach vorne verschiebt. Die Spezifikation der PV-Anlage wiederum beschränkt sich auf eine Orientierung gegen Osten mit einer Leistung von $0.75kW_p$. Demzufolge kommt man zu Ergebnissen nach Tabelle 4.4.

4.4 Szenarien

Wie bereits erwähnt besteht das Ziel dieser Diplomarbeit darin, das Potential des Eigenverbrauchs von PV-Strom zu analysieren.

Die beiden dazu vorgesehenen Verfahren den Eigenverbrauch zu optimieren, wurden in Kapitel 4.3.1 und 4.3.2 vorgestellt.

Um eine profunde Aussage über die erhaltenen Ergebnisse tätigen zu können, werden einige Referenzszenarien zur besseren Vergleichbarkeit herangezogen. Diese sind in den folgenden Unterpunkten beschrieben.

Jedes der angeführten Szenarien wird zunächst aufgrund der Konfiguration der PV-Anlage benannt. Gemeinsam haben sie, dass jedes der *PV-Szenarien* mit unterschiedlichen Lastgängen verknüpft werden kann. Dazu gehören:

- das H0-Profil (siehe 3.3)
- synthetisch generierte Lastgänge (siehe 3.2) ohne Einsatz von DSM
- synthetisch generierte Lastgänge mit Einsatz von DSM

Jede Kombination wird **lokal**, also für jeden Haushalt bzw. jedes Gebäude einzeln, und **global** für die gesamte Siedlungsebene ausgewertet.

Die Zusammensetzung der Modellsiedlung aus einzelnen Gebäuden ist in Abbildung 1.1 ersichtlich. Sind in einem Gebäude mehrere Haushalte vorhanden bzw. ist die Optimierung für die gesamte Siedlung (*globale* Optimierung) durchzuführen werden für Szenarien ohne DSM-Einsatz die einzelnen Lastgänge summiert. Im Falle von DSM-Fähigkeit wird die DSM-Matrix und die zugehörigen Nebenbedingungen fortlaufend aufgefüllt (siehe Kapitel 4.3.2).

Wegen der sehr hohen benötigten Rechenzeit bei DSM-Einsatz werden die Solver-Parameter *MIPGap* auf 0.07 (7%) und *TimeLimit* auf 90 Minuten eingestellt (siehe 4.2.3).

Unterpunkt 4.3.1 beschreibt die modulare Zusammensetzung von PV-Anlagen mit relativ geringen Leistungen. Demzufolge werden in Szenarien, bei denen voraussichtlich kleinere PV-Generatoren ausgewählt werden, die Investitionskosten je kW_p erhöht. Bei globaler Optimierung kann hingegen von niedrigeren Investitionskosten je kW_p ausgegangen werden.

4.4.1 Wirtschaftlichkeit

Als wichtige Nebenbedingung für die weiteren Ausführungen sei jene genannt, welche die Amortisation der PV-Anlage nach einem vorgegebenen Zeitraum fordert. Dabei muss der spezifische, jährliche Haushaltsstrompreis (im weiteren als Gebäudestrompreis bezeichnet) kleiner bzw. gleich dem Bezugsstrompreis sein (Formel 4.19). Die

Nebenbedingung ergibt sich aus folgenden Überlegungen:

Die jährlichen Gebäudestromkosten K_{Geb} werden bestimmt durch

$$K_{Geb} = k_B \cdot E_B + k_{PV} \cdot E_{EV} + k_{PV} \cdot E_{Einspeisung} - k_E \cdot E_{Einspeisung} \quad (4.15)$$

wobei

$$E_{Einspeisung} = E_{PV} - E_{EV}$$

Dividiert man Formel 4.15 durch den Jahresstromverbrauch des jeweiligen Gebäudes E_{Last} , erhält man nach umformen den spezifischen jährlichen Gebäudestrompreis k_{Geb}

$$k_{Geb} = \frac{k_B \cdot E_B - k_E \cdot (E_{PV} - E_{EV}) + k_{PV} \cdot E_{PV}}{E_{Last}} \quad (4.16)$$

mit den Bezeichnungen

- k_B ...Bezugsstrompreis
- k_E ...Einspeisevergütung
- E_B ...jährliche Bezugsenergie
- E_{PV} ...jährlicher PV-Energieertrag
- E_{EV} ...Eigenverbrauchsanteil

Die Stromgestehungskosten der PV-Anlage k_{PV} ergeben sich mit Hilfe der Annuitätenmethode zu

$$k_{PV} = \frac{\alpha \cdot I_{PV}}{T_{Voll}} = \frac{\alpha \cdot I_{PV} \cdot P_{PV}}{E_{PV}} \quad (4.17)$$

wobei

- I_{PV} die Investitionskosten der PV-Anlage in $\frac{\text{€}}{\text{kW}_p}$,
- P_{PV} die gesamt PV-Anlagenleistung in kW_p und
- $\alpha = \frac{q^n \cdot i}{q^n - 1} = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ den Annuitätenfaktor darstellt, sowie
- n die Amortisationszeit in Jahren
- und i den Zinssatz mit $q = 1 + i$ bezeichnen

Schliesslich kann Formel 4.16 geschrieben werden als

$$k_{Geb} = \frac{k_B \cdot E_B - k_E \cdot (E_{PV} - E_{EV}) + \alpha \cdot I_{PV} \cdot P_{PV}}{E_{Last}} \quad (4.18)$$

Tabelle 4.5: PV-Systemkosten nach Anlagengröße

PV-Anlagenleistung	1 kW _p	5 kW _p	≥ 10 kW _p
Systempreis	2552€/kW _p	1934€/kW _p	1554€/kW _p

4.4.2 Mathematische Formulierung der Optimierungsaufgabe(n)

Allen Szenarien ist gemeinsam, dass sie eine mathematische Optimierungsaufgabe zu erfüllen haben. Zielfunktionen, Entscheidungsvariablen (Entscheidungsvektoren) und Nebenbedingungen können dabei jedoch variieren.

Aus Unterpunkt 4.3.1 sind die Nebenbedingungen für den Entscheidungsvektor \mathbf{x} bekannt. Darüber hinaus wird die Zielfunktion 4.6 mit all ihren Termen bestimmt. Abschnitt 4.3.2 schildert die Restriktionen für den Entscheidungsvektor \mathbf{y} und beschreibt die Erzeugung der nötigen Komponenten um die Zielfunktion (4.14) zu erhalten.

Eine zusätzliche Nebenbedingung folgt aus Gleichung 4.18. Die Optimierungsaufgabe soll so gelöst werden, dass der spezifische jährlichen Gebäudestrompreis k_{Geb} nicht größer als der Bezugsstrompreis ist, die Erzeugung von PV-Strom also die Gebäudestromkosten senkt bzw. aus ökologisch nachhaltiger Betrachtung zumindest nicht erhöht:

$$k_{Geb} \leq k_B \quad (4.19)$$

Ein erster Testdurchlauf der Optimierungen für einige Szenarien hat ergeben, dass der durchschnittliche Autarkiegrad bei spezifischen PV-Investitionskosten von €2300

- auf lokaler Ebene bei $AG_{lokal} = 25\%$
- und globaler Ebene bei $AG_{global} = 27\%$

liegt.

Ermittelt man dazu einen durchschnittlichen Jahresertrag von $E_{PV,\emptyset} = \frac{1006kWh}{kW_p}$ aus den Erzeugungskurven aller PV-Anlagenvarianten kann dieser Faktor genutzt werden, um bereits vor Durchführung der Optimierung eine Abschätzung der PV-Anlagenleistung und in weiterer Folge eine Anpassung der spezifischen Investitionskosten vornehmen zu können. Da die spezifischen Investitionskosten ($\frac{\text{€}}{kW_p}$) für PV-Anlagen mit zunehmender Leistung geringer werden, wird in einer erneuten Berechnung eben diesem Umstand Rechnung getragen.

Durchschnittliche Investitionskosten für netzgekoppelte PV-Anlagen im Jahre 2013 sind [19] entnommen und in Tabelle 4.5 aufgelistet.

Da es sich dabei um Systemkosten handelt, müssen diese noch mit einem Faktor für notwendige Dienstleistungen (Netzantrag, Planungskosten, usw.) multipliziert werden. Nach Rücksprache mit Solarteuren beträgt dieser in etwa

- 1.3, also 30% für PV-Anlagen mit einer Leistung zwischen $1 - 5kW_p$ und
- 1.2, also 20% für PV-Anlagen mit einer Leistung größer $5kW_p$

Damit folgt für die verwendeten spezifischen Investitionskosten nach Tab. 4.6 die zu implementierende Funktion aus Abbildung 4.9. Diese Kostenfunktion wird nicht (!) innerhalb des Optimierungsvorganges abgearbeitet sondern bereits davor. Die mathematische Beschreibung der PV-Investitionskosten I_{PV} liefert Gleichung 4.20.

$$I_{PV} = f(P_{PV})$$

$$P_{PV} = \frac{E_{Last} \cdot AG_{lokal,global}}{E_{PV,\emptyset}} \quad (4.20)$$

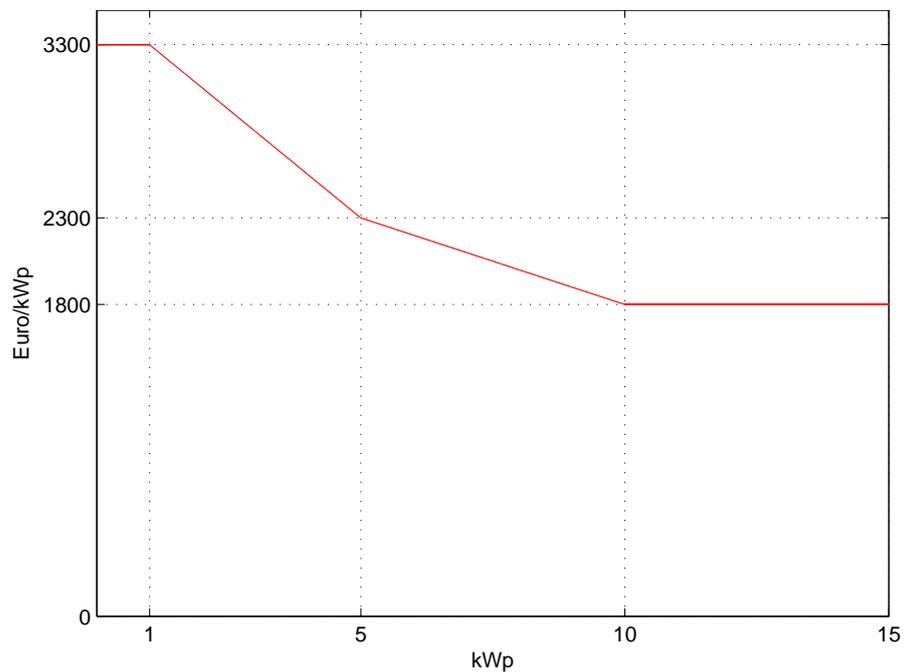


Abbildung 4.9: Spezifische PV-Anlagenkosten in Abhängigkeit der Anlagenleistung

Eine dynamische Zuweisung der Anlagenkosten in Abhängigkeit der installierten Leistung während der Optimierung ist wegen der Nichtlinearität der Funktion ausgeschlossen.

Zwar könnte eine exponentiell fallende Kostenkurve (ebenfalls Annäherung) aufgrund des erwarteten Autarkiegrades linearisiert werden, jedoch haben sich Testdurchläufe mit dieser Variante als ungeeignet erwiesen. Speziell bei hohen Steigungen kann dies zu unerwarteten Fehleinschätzungen führen.

Tabelle 4.6: Verwendete PV-Investitionskosten nach Anlagengröße

PV-Anlagenleistung	1kW _p	5kW _p	≥ 10kW _p
Investitionskosten	3300€/kW _p	2300€/kW _p	1800€/kW _p

Der Annuitätenfaktor aus Formel 4.17 wird mit

- $n = 20$
- $i = 4\%$

gebildet.

4.4.3 Gewichtung der repräsentativen Wochen

Nach Generierung der repräsentativen Wochen für die Verläufe der PV-Ausgangsleistung (Kap. 2) und der Lastprofile (Kap. 3), liegt folglich die kumulierte Energiemenge von nur drei Wochen vor. Da die jahreszeitlichen Perioden nach Unterpunkt 3.1.1 aber eine unterschiedliche Anzahl an Tagen haben, muss dieser Umstand auch beim Ermitteln des Eigenverbrauchsanteils beachtet werden.

Demnach ist der Einfluss der Winterzeit auf den Eigenverbrauch wesentlich höher zu bewerten als jener der Sommer- bzw. Übergangszeit.

Vor Durchlaufen des Optimierungsprozesses muss daher jede einzelne repräsentative Woche spezifisch gewichtet werden. Die Gewichtungsfaktoren g_{Sommer} , $g_{Übergangszeit}$ und g_{Winter} sind definiert über die Anzahl der Tage je VDEW-Jahreszeit dividiert durch die Anzahl der Tage je Woche

- $g_{Sommer} = \frac{123}{7} = 17.57$
- $g_{Übergangszeit} = \frac{102}{7} = 14.57$
- $g_{Winter} = \frac{141}{7} = 20.14$ (Abweichung von Tabelle 3.1 da Schaltjahr)

Die ermittelten Werte stellen in etwa die Anzahl der Wochen je Jahreszeit dar und ergeben daher in Summe ungefähr 52 ganze Wochen.

Jeder Leistungswert der vorliegenden Datensätze kann nun, abhängig von der Jahreszeit, mit dem entsprechenden Gewichtungsfaktor multipliziert werden.

In weiterer Folge wirkt sich die Gewichtung auf die Haushaltsstromkosten (Formel 4.18) so aus, dass der Annuitätenfaktor nicht durch Umlegen auf Wochen zu berechnen ist.

4.4.4 Hauptszenario: GCF

Für die Ergebnisse des Hauptszenarios ist zu erwarten, dass diese aufgrund der zahlreichen Kombinationsmöglichkeiten den größten Eigenverbrauchsanteil liefern. Beide vorgestellten Verfahren (4.3.1 bzw. 4.3.2) kommen hier ohne weitere (einschränkende) Nebenbedingungen zum Einsatz.

Deshalb wird bei Ausnutzung der GCF-Funktionalität auf die Zielfunktion (4.6) verwiesen, wobei \mathbf{v}_{Last} entweder ein gewichtetes H0- oder ein synthetisch generiertes Lastprofil enthalten kann.

Ein Zusammenspiel beider Optimierungsmodelle sei in der folgenden Zielfunktion angeführt

$$\begin{aligned} z_{HS,DSM} &= \mathbf{c}^T \cdot [\mathbf{M}_{PV} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{M}_{DSM} \cdot \mathbf{y}] \\ &= -1 \cdot [\mathbf{M}_{PV} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{M}_{DSM} \cdot \mathbf{y}] \\ &\longrightarrow \underset{[\mathbf{M}_{PV} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{M}_{DSM} \cdot \mathbf{y}]}{\text{Minimum}} \end{aligned} \quad (4.21)$$

4.4.5 Referenzszenario 1 (RS1) - Optimierung einer südausgerichteten PV-Anlage auf jährlichen Energieverbrauch

Dieses Referenzszenario soll in erster Linie typische Verhältnisse einer energieertrags- und energieverbrauchsoptimierten PV-Anlage abbilden. Zum einen haben die gewählte Ausrichtung und Leistungsdimensionierung eine Maximierung des Jahresertrages, zum anderen eine Deckung des jährlichen Energieverbrauchs zur Folge. Dies wird durch die Optimierung eines rein südausgerichteten und 25° aufgeständerten PV-Generators erreicht.

Der Betrieb solch einer herkömmlichen PV-Anlage ohne Einsatz von DSM (*State of the art*) ist jedoch bei Nichtvorhandensein von Fördermitteln in den wenigsten Fällen wirtschaftlich.

Deshalb ist die Nebenbedingung (4.19) von der Optimierung auch ausgenommen.

Das Optimierungsproblem wird bewältigt, indem der Entscheidungsvektor \mathbf{x} zu einer Entscheidungsvariable x wird und die Zielfunktion aufgrund ihrer **Gesamtenergiedifferenz** beeinflusst

$$\begin{aligned} z_{RS1} &= \mathbf{c}^T \cdot [E_{PV,Gesamt,RS1} \cdot 0.25 \cdot x - E_{Last}] \\ &= -1 \cdot [E_{PV,Gesamt,RS1} \cdot 0.25 \cdot x - E_{Last}] \\ &\longrightarrow \underset{[E_{PV,Gesamt,RS1} \cdot 0.25 \cdot x - E_{Last}]}{\text{Minimum}} \end{aligned} \quad (4.22)$$

Dabei kann E_{Last} die Jahresenergie entweder eines gewichtetes H0- oder eines synthetisch generiertes Lastprofils beinhalten.

Um in diesem Szenario die DSM-Fähigkeit der Geräte ausführen zu können, müssen zwei Zielfunktionen abgearbeitet werden. Zunächst wird die PV-Anlagengröße gemäß Zielfunktion z_{RS1} bestimmt. Daraufhin werden durch Zielfunktion $z_{RS1,DSM}$ die Geräteaktivitäten an ihren optimalen Einsatzzeitpunkt verschoben. Die Entscheidungsvariable x besitzt an dieser Stelle bereits einen Wert x_{RS1}

$$\begin{aligned} z_{RS1,DSM} &= c^T \cdot [\mathbf{m}_{PV,RS1} \cdot 0.25 \cdot x_{RS1} - \mathbf{M}_{DSM} \cdot \mathbf{y}] \\ &= -1 \cdot [\mathbf{m}_{PV,RS1} \cdot 0.25 \cdot x_{RS1} - \mathbf{M}_{DSM} \cdot \mathbf{y}] \\ &\longrightarrow \underset{[\mathbf{m}_{PV,RS1} \cdot 0.25 \cdot x_{RS1} - \mathbf{M}_{DSM} \cdot \mathbf{y}]}{Minimum} \end{aligned} \quad (4.23)$$

4.4.6 Referenzszenario 2 (RS2) - GCF mit südausgerichteten PV - Anlagenvarianten

Da das Prinzip des GCF nur im Falle einer entsprechenden Dachart (Flachdach bzw. u.U. Freiland) einfach angewandt werden kann, wird an dieser Stelle versucht den Neigungswinkel der PV-Module auf einem südausgerichteten Schrägdach (Neigungswinkel 25°) zu variieren.

Der Eigenverbrauchsoptimierung nach GCF stehen folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

- 25°
- 45°
- 65°

Dadurch besteht der Entscheidungsvektor \mathbf{x} nun aus drei Elementen. Die beiden Zielfunktionen (4.22) und 4.23 werden entsprechend angepasst zu

$$\begin{aligned} z_{RS2} &= c^T \cdot [\mathbf{M}_{PV,RS2} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{v}_{Last}] \\ &= -1 \cdot [\mathbf{M}_{PV,RS2} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{v}_{Last}] \\ &\longrightarrow \underset{[\mathbf{M}_{PV,RS2} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{v}_{Last}]}{Minimum} \end{aligned} \quad (4.24)$$

und

$$\begin{aligned} z_{RS2,DSM} &= c^T \cdot [\mathbf{M}_{PV,RS2} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{M}_{DSM} \cdot \mathbf{y}] \\ &= -1 \cdot [\mathbf{M}_{PV,RS2} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{M}_{DSM} \cdot \mathbf{y}] \\ &\longrightarrow \underset{[\mathbf{M}_{PV,RS2} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{M}_{DSM} \cdot \mathbf{y}]}{Minimum} \end{aligned} \quad (4.25)$$

Nebenbedingung (4.19) wird in die Berechnung wieder miteinbezogen. Dasselbe gilt für Referenzszenario 3.

4.4.7 Referenzszenario 3 (RS3) - GCF ohne modularer Verschaltung des PV-Generators

Wie bereits erwähnt entstehen durch die Verwendung von Modulwechselrichtern höhere Systemkosten. Auch ist eine beliebige Ausrichtung der PV-Paneele nicht immer möglich. Daher soll in diesem Szenario versucht werden **eine** Gesamtanlage bestmöglich, dem Lastgang entsprechend, zu dimensionieren.

Dennoch ist davon auszugehen, dass in einigen Fällen geringe PV-Leistungen zustande kommen und damit der praktische Einsatz von Modulwechselrichtern unverzichtbar ist.

Die verwendeten Zielfunktionen können formuliert werden als

$$\begin{aligned} z_{RS3} &= c^T \cdot [\mathbf{M}_{PV} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{v}_{Last}] \\ &= -1 \cdot [\mathbf{M}_{PV} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{v}_{Last}] \\ &\longrightarrow \underset{[\mathbf{M}_{PV} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{v}_{Last}]}{\text{Minimum}} \end{aligned} \quad (4.26)$$

und

$$\begin{aligned} z_{RS3,DSM} &= c^T \cdot [\mathbf{M}_{PV} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{M}_{DSM} \cdot \mathbf{y}] \\ &= -1 \cdot [\mathbf{M}_{PV} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{M}_{DSM} \cdot \mathbf{y}] \\ &\longrightarrow \underset{[\mathbf{M}_{PV} \cdot 0.25 \cdot \mathbf{x} - \mathbf{M}_{DSM} \cdot \mathbf{y}]}{\text{Minimum}} \end{aligned} \quad (4.27)$$

Es ist eine weitere Nebenbedingung zu setzen welche besagt, dass

- nur ein Element des Entscheidungsvektors \mathbf{x} ungleich Null sein darf.

4.4.8 Zusammenfassung

Zusammenfassend sind in Tabelle 4.7 nochmals alle Kombinationsmöglichkeiten der Optimierung aufgelistet. Die PV-Szenarien (Hauptszenario GCF und Referenzszenarien 1-3) sind durch Hinzunahme der drei Lastprofilalternativen jeweils für lokale Simulationen auf Gebäudeebene und globale Simulationen auf Siedlungsebene festgelegt. Die Einbindung der spezifischen Haushalts- bzw. Gebäudestromkosten als Nebenbedingung sowie die aus dem ersten Testdurchlauf hergeleiteten Autarkiegrade sind zur Erinnerung ebenfalls angegeben.

In Summe ergeben sich dadurch 24 Szenarien deren Ergebnisse in Kapitel 5 miteinander verglichen werden.

Tabelle 4.7: Zusammenfassung der Simulationsszenarien

		PV-Szenarien			
		HS GCF	RS1	RS2	RS3
Lastprofile	global (Siedlung)	$AG = 27\%$	gewichtetes H0-Profil ohne DSM	gewichtetes H0-Profil ohne DSM	gewichtetes H0-Profil ohne DSM
			synth. Lastprofil ohne DSM	synth. Lastprofil ohne DSM	synth. Lastprofil ohne DSM
			synth. Lastprofil mit DSM	synth. Lastprofil mit DSM	synth. Lastprofil mit DSM
	lokal (HH/Gebäude)	$AG = 25\%$	gewichtetes H0-Profil ohne DSM	gewichtetes H0-Profil ohne DSM	gewichtetes H0-Profil ohne DSM
			synth. Lastprofil ohne DSM	synth. Lastprofil ohne DSM	synth. Lastprofil ohne DSM
			synth. Lastprofil mit DSM	synth. Lastprofil mit DSM	synth. Lastprofil mit DSM
		JA	NEIN	JA	JA
NB $k_{Geb} \leq k_B$					

5 Ergebnisse

5.1 Optimierungsergebnisse

Einführend wird festgehalten, dass bei Vergleich der Szenarienergebnisse immer die Kombination aus Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad betrachtet wird. Im Idealfall sind diese jeweils 100%, was Leistungsautarkie bedeutet und reinen Inselbetrieb ermöglicht. Der Zusammenhang der beiden Bewertungsgrößen ist jener, dass Gebäude mit einer relativ kleinen installierten PV-Leistung einen hohen EV bei geringem AG erreichen. Für verhältnismäßig große PV-Anlagen ist es genau umgekehrt. Eine detaillierte Erklärung folgt unten.

Nach Durchsicht der Tabelle 5.1 ist ersichtlich, dass der Eigenverbrauchsanteil für jede Lastprofilwahl im RS1 die geringsten Werte ergibt. Demgegenüber steht der hohe Autarkiegrad, da eine jahresenergieverbrauchsoptimierte Erzeugung aufgrund der Zielfunktion gefordert ist.

Im Gegensatz zu den in Unterpunkt 4.4.5 getroffenen Annahmen ist es in manchen Fällen (vor allem bei globaler Optimierung) sehr wohl möglich den spezifischen jährlichen Gebäude- bzw. Siedlungsstrompreis $k_{G,S}$ unter den Bezugsstrompreis zu senken. Damit ist die modellierte PV-Anlage innerhalb der Amortisationszeit von 20 Jahren rentabel.

Bei Betrachtung der Ergebnisse der Szenarien mit Verminderung der Residuallast (RS1, RS2 sowie HS) wird für einige Gebäude keine PV-Anlage generiert ($P_{PV} = 0 kW_P$). Der Grund dafür findet sich in der Einhaltung der Nebenbedingung nach Formel (4.19) welche besagt, dass der spezifische Gebäudestrompreis kleiner bzw. gleich dem Strombezugspreis sein muss. Dadurch ist auch ein maximaler spezifischer Gebäudestrompreis in der Höhe von $0,20\text{€} = k_B$ geklärt. Nach Vergleich mit den detaillierten Ergebnissen für jedes Gebäude ist dies in einem geringen Jahresenergieverbrauch der darin befindlichen Haushalte begründet.

Werden verhältnismäßig kleine PV-Anlagen eingesetzt, sind diese tendenziell mit flachem Neigungswinkel südausgerichtet. Ist die Laststeuerung aktiv, gelingt damit ein 100%-iger Eigenverbrauchsanteil. Dann ist jedenfalls auch eine kleine PV-Anlage rentabel.

Die Ergebnisse für die globale Optimierung mit DSM sind in Tabelle 5.1 nicht vorzufinden. Die Berechnungen konnten aufgrund von zu geringem Arbeitsspeicher des Simulations-PCs nicht durchgeführt werden.

Tabelle 5.1: Optimierungsergebnisse der Optimierungsszenarien gegliedert nach deren Mittelwert (MW), Maximal- sowie Minimalwert

	HS				RS1				RS2				RS3		
	MW	MIN	MAX		MW	MIN	MAX		MW	MIN	MAX		MW	MIN	MAX
$H0_{G,global}$	EV [%]	90,98			38,35				92,14				92,23		
	AG [%]	30,23			100,00				27,89				27,83		
	$k_{G,S}$ [€]	0,187			0,191				0,176				0,176		
	P_{PV} [kW _P]	176			425,75				118,75				118,5		
$LP_{sym,global}$	EV [%]	88,94			34,02				87,75				88,70		
	AG [%]	25,14			99,98				23,7				23,31		
	$k_{G,S}$ [€]	0,191			0,197				0,181				0,182		
	P_{PV} [kW _P]	152,25			425,5				101				101		
$H0_{G,lokal}$	EV [%]	95,36	89,78	100,00	38,45	37,32	39,80	39,80	95,67	89,36	100,00	100,00	95,34	89,19	100,00
	AG [%]	24,89	13,89	30,66	99,70	95,29	103,60	103,60	24,31	13,89	29,6	29,6	24,59	13,89	29,74
	$k_{G,S}$ [€]	0,198	0,187	0,200	0,229	0,190	0,273	0,273	0,196	0,176	0,200	0,200	0,196	0,176	0,200
	P_{PV} [kW _P]	2,38	0,25	21,25	7,09	1,25	51,00	51,00	1,88	0,25	14,25	14,25	1,88	0,25	14,25
$LP_{sym,lokal}$	$P_{PV,Summe}$ [kW _P]	143			425,5				112,5				113		
	EV [%]	62,76	0,00	98,68	30,29	19,11	37,47	37,47	61,66	0,00	98,68	98,68	62,56	0,00	98,68
	AG [%]	8,05	0,00	28,69	99,74	95,32	103,64	103,64	7,48	0,00	26,53	26,53	7,95	0,00	26,06
	$k_{G,S}$ [€]	0,199	0,191	0,200	0,240	0,194	0,288	0,288	0,198	0,180	0,200	0,200	0,198	0,181	0,200
$LP_{sym,DSM,lokal}$	$P_{PV,Summe}$ [kW _P]	1,36	0,00	20,75	7,09	1,25	51,00	51,00	1,01	0,00	13,50	13,50	1,05	0,00	13,50
	EV [%]	81,75	0,00	100,00	425,5	23,09	46,14	46,14	60,5	0,00	100,00	100,00	62,75	0,00	100,00
	AG [%]	84,01	0,00	37,71	37,46	95,49	105,42	105,42	84,83	0,00	35,79	35,79	83,83	0,00	39,04
	$k_{G,S}$ [€]	15,40	0,182	0,200	100,05	0,184	0,278	0,278	14,41	0,173	0,200	0,200	14,99	0,177	0,200
$LP_{sym,Summe}$ [kW _P]	P_{PV} [kW _P]	1,89	0,00	24,25	7,09	1,25	51,00	51,00	1,46	0,00	16,75	16,75	1,56	0,00	17,00
	$P_{PV,Summe}$ [kW _P]	113,25			425,5				87,75				93,5		

Zusammenfassend sind in Tabelle 5.2 die Ergebnisse der einzelnen Szenarien in Bezug auf deren mittleren Eigenverbrauch und Autarkiegrad aufgelistet. Durch optimierte Reduktion der Residuallast ist je nach Lastprofilfall eine geringe Änderung dieser beiden Parameter zu beobachten.

Weiters ist daraus ersichtlich, dass das lokale Referenzszenario 2 unter Berücksichtigung von gewichteten H0-Lastprofilen bzw. synthetischen Lastprofilen mit DSM bessere Eigenverbrauchswerte liefert als RS3 oder das Hauptszenario HS. Ein Anstieg des Autarkiegrads in den letztgenannten Szenarien ist aber festzustellen. Ein Gedankenbeispiel zur Erklärung dieser Ergebnisse folgt.

Ebenso könnte man meinen, dass zum Beispiel RS3 im Falle des gewichteten H0-Lastprofils auf globaler Ebene zumindest dieselbe installierte PV-Leistung P_{PV} aufweisen sollte wie RS2 (siehe Tabelle 5.1).

An dieser Stelle zeigt sich die Wirkungsweise der implementierten Zielfunktion. Es handelt sich nämlich nicht um eine Maximierung des Eigenverbrauchs sondern um eine Minimierung der Residuallast!

Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Mittelwerte aller durchgeführten Optimierungsszenarien: EV und AG

	RS1		RS2		RS3		HS	
	EV [%]	AG [%]						
$H0_{G,global}$	38,35	100,00	92,14	27,89	92,23	27,83	90,98	30,23
$LP_{syn,global}$	34,02	99,98	87,75	23,73	88,70	23,31	88,94	25,14
$H0_{G,lokal}$	38,45	99,70	95,67	24,31	95,34	24,59	95,36	24,89
$LP_{syn,lokal}$	30,29	99,74	61,66	7,48	62,56	7,95	62,76	8,05
$LP_{syn,DSM,lokal}$	37,46	100,05	84,83	14,41	83,83	14,99	84,01	15,40

Innerhalb der Szenarien wird vorerst das Hauptszenario für eine kurze Analyse gewählt, da in jedem Szenario (bis auf RS1) ähnliche Verhältnismäßigkeiten zu bemerken sind. Insbesondere ist dabei der Zuwachs des EV und AG bei Verwendung synthetischer Lastprofile aufgrund von DSM von Interesse. Dieser beträgt 21% bzw. 7,4%. Wird die PV-Anlage lokal jahresenergieverbrauchsoptimiert (RS1), kann durch intelligentes Lastmanagement von einer durchschnittlichen Erhöhung des EV von 7% ausgegangen werden.

Eine Untersuchung der Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade auf Gebäudeebene wird in den Abbildungen 5.1 und 5.2 durchgeführt.

Ist das gewichtete H0-Lastprofil in den Gebäuden hinterlegt, ist eine sinkende Tendenz des Eigenverbrauchsanteils bei steigendem AG ersichtlich. Dies ist eine Konsequenz der PV-Leistungsdimensionierung in $250W_P$ -Schritten. Ein EV von 100% bei verschiedenen Autarkiegraden (RS2, RS3 und HS) ist das Ergebnis von geringen installierten PV-Leistungen die sich trotz hoher Investitionskosten wegen ihres Eigenverbrauchs amortisieren.

Ein weiterer Effekt der Nichtlinearität der PV-Investitionskosten ist jeweils im fallenden Kurvenstück zu finden. Dadurch erreicht die jeweilige Zielfunktion bei vergleichsweise hohen Jahresstromverbräuchen eine bessere Verminderung der Residuallast die sich nicht in einer Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils manifestiert sondern den AG anhebt.

Als Gedankenexperiment wird ein hoher Jahrestromverbrauch und damit ein relativ hoher zu erwartender AG angenommen, was wiederum niedrige Investitionskosten bedingt. Die installierte PV-Anlage wird dann bei einem exemplarisch konstanten Lastverlauf ($P_L = 10,24kW$) bezüglich ihrer Einspeiseleistung (Annahme: rechteckiges Erzeugungsprofil) in $250W_P$ -Schritten nicht so dimensioniert, dass diese möglichst darunter liegt (etwa $P_{PV,max} = 10kW$) um den EV zu erhöhen, sondern sie kann durchaus darüber liegen ($P_{PV,max} = 10,25kW$). In diesem Fall steigt der AG und der EV sinkt. Nochmals: die Zielfunktion fordert eine Minimierung der Residuallast.

Diese Argumentation wird auch für den sinkenden EV bei höheren Autarkiegraden unter Verwendung von synthetischen Lastprofilen mit und ohne DSM geführt.

Der erste Simulationsdurchlauf der Szenarien hat auf lokaler Ebene einen gemittelten Autarkiegrad von 25% und auf globaler Ebene einen gemittelten Autarkiegrad von 27% ergeben (siehe Unterpunkt 4.4.2). Die dynamische Integration der PV-Investitionskosten in die Simulationen ruft nun aber vor allem auf Gebäudeebene deutlich niedrigere mittlere Autarkiegrade hervor.

Die angeführten Mittel-, Minimal- und Maximalwerte bieten lediglich einen Überblick über den Einfluss der beiden Ansätze zur Minimierung der Residuallast. Ferner lassen auch Abbildungen 5.1 und 5.2 keinen Rückschluss auf die Veränderung der Parameter für ein einzelnes Gebäude zu. Deshalb wird eine detaillierte Analyse anhand des Gebäudes Nr. 59 (G59) vorgenommen.

In diesem Fall handelt es sich um ein Wohnhaus mit 24 Haushalten und einem Jahrestromverbrauch von ca. $51,5MWh$. Wegen der vergleichsweise großen installierten PV-Leistung und einem hohen DSM-Potential sind die Ergebnisse besonders aufschlussreich.

In Anlehnung an Tabelle 5.3 ist für das Referenzszenario 1 bei Verwendung von synthetischen Lastprofilen LP_{syn} eine Steigerung des Eigenverbrauchs mit DSM-Maßnahmen um ungefähr 6,4% zu nennen. Entsprechend der Forderung eines $AG = 1$ ist hier auch die größte installierte PV-Leistung zu verzeichnen.

Ein Vergleich der Spalten der Referenzszenarien 2 und 3 mit dem gewichteten H0-Standardlastprofil $H0_G$ und dem synthetisch erzeugten Lastprofil (Summe der einzelnen Haushaltslastprofile) zeigt dieselben Optimierungsergebnisse. Bei Nutzung von aktivem DSM erhöht sich der Autarkiegrad um bis zu 7,7%. Der Eigenverbrauchsanteil ist beim gewichteten H0-Lastprofil am höchsten, da sich die unstetigen PV - Leistungsverläufe (vergl. Abb. 2.6) besser an die geglätteten Lastkurven (Abb. 3.6) anpassen lassen.

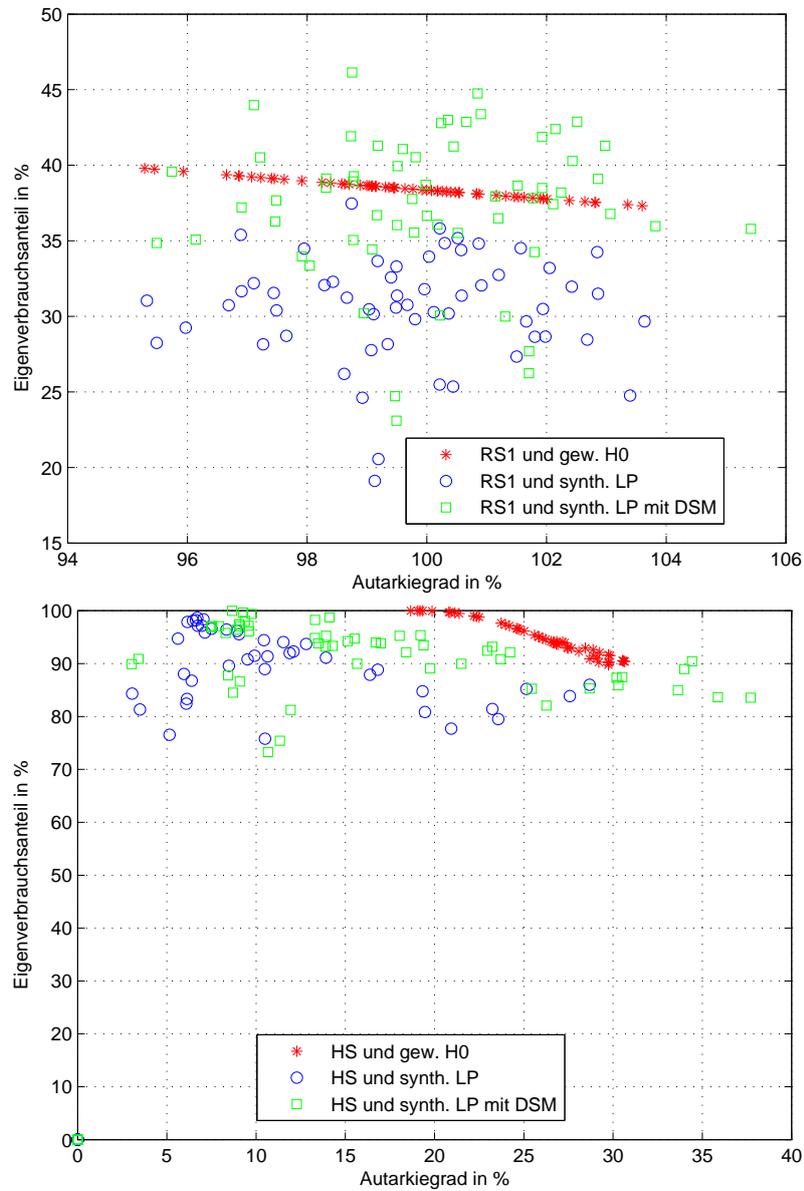


Abbildung 5.1: Bild oben: EV und AG für alle 60 Gebäude im RS1 eingeteilt nach Lastprofileinsatz
 Bild unten: EV und AG für alle 60 Gebäude im HS eingeteilt nach Lastprofileinsatz

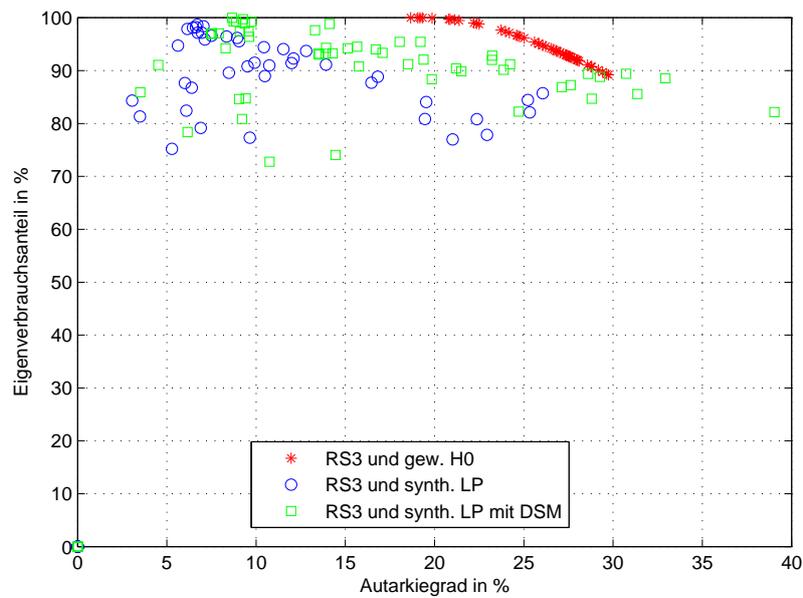
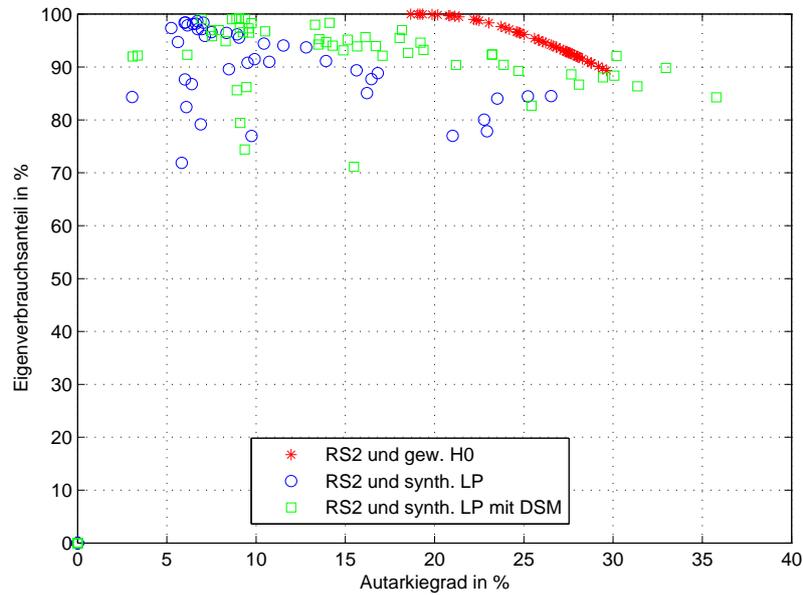


Abbildung 5.2: Bild oben: EV und AG für alle 60 Gebäude im RS2 eingeteilt nach Lastprofileinsatz
 Bild unten: EV und AG für alle 60 Gebäude im RS3 eingeteilt nach Lastprofileinsatz

Stellt man die synthetisch erzeugten Lastprofile im RS3 gegenüber, wird die dezentrale Erzeugung durch eine PV-Anlage mit einer Ausrichtung $\alpha = 240^\circ$ und Neigung $\beta = 25^\circ$ übernommen.

Das Hauptszenario zeigt abermals eine durchgängige Steigerung des AG bei zusätzlichem Einsatz von DSM.

Erwähnenswert ist hier die GCF-basierte Optimierung der PV-Anlage. Tendenziell tragen Ost-West-PV-Anlagen mit einem Neigungswinkel $\beta = 45^\circ$ bei großem Lastaufkommen wesentlich zur Residuallasttilgung bei. Das Erzeugungsprofil einer südausgerichteten PV-Anlage wird dabei quasi in die Breite gezogen.

Abbildung 5.3 zeigt die berechneten Erzeugungs- und Lastverläufe für die optimierten PV-Anlage mit GCF sowie das synthetisierte Gesamtlastprofil ohne und mit DSM an einem sonnigen Tag.

Wird nur GCF angewendet, ist eine höhere PV-Erzeugung am Nachmittag nachvollziehbar ($P_{PV,270^\circ/45^\circ} = 8,5kW_P$).

Werden beide Optimierungsansätze verfolgt, steht am Nachmittag ein hohes DSM-Potential und eine höhere PV-Leistung zur Verfügung.

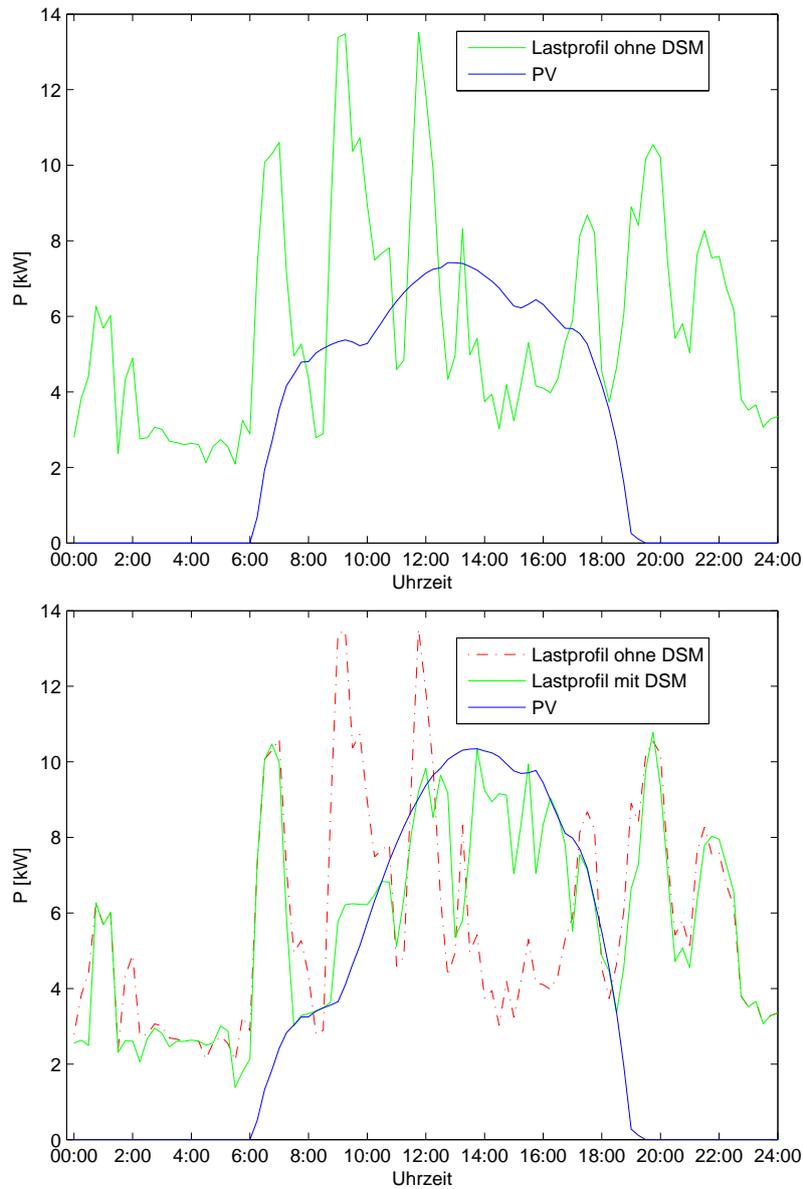


Abbildung 5.3: Bild oben: Verläufe des synthetischen Gebäudelastprofils und der GCF-optimierten PV-Erzeugung
 Bild unten: Verläufe des synthetischen Gebäudelastprofils mit und ohne DSM sowie der GCF-optimierten PV-Erzeugung

Tabelle 5.3: Optimierungsergebnisse für Gebäude Nr. 59. Die unteren Zeilen geben den Azimutal- α und Neigungswinkel β an. Die Leistung der einzelnen Anlagenvarianten wird in kW_P angegeben.

G59	RS1 - lokal			RS2 - lokal			RS3 - lokal			HS - lokal		
	$H0_G$	LP_{syn}	$LP_{syn,DSM}$	$H0_G$	LP_{syn}	$LP_{syn,DSM}$	$H0_G$	LP_{syn}	$LP_{sy,DSM}$	$H0_G$	LP_{syn}	$LP_{syn,DSM}$
EV [%]	38,27	34,85	41,24	92,46	84,45	92,10	92,46	84,45	88,56	90,45	83,85	88,96
AG [%]	100,26	100,30	100,45	27,68	25,23	30,20	27,68	25,23	32,94	30,61	27,58	33,99
k_G [€]	0,191	0,196	0,187	0,176	0,181	0,175	0,176	0,181	0,177	0,187	0,192	0,182
$P_{PV,Summe}$ [kW_P]	40,75	40,75	40,75	11,25	10,25	12,25	11,25	10,25	14,75	17	16	17,5
$90^\circ/25^\circ$							0	0	0	0	0	0
$90^\circ/45^\circ$							0	0	0	4,75	7,5	4,5
$90^\circ/65^\circ$							0	0	0	0	0	0
$120^\circ/25^\circ$							0	0	0	0	0	0
$120^\circ/45^\circ$							0	0	0	3,25	0	0
$120^\circ/65^\circ$							0	0	0	0	0	0
$150^\circ/25^\circ$							0	0	0	0	0	0
$150^\circ/45^\circ$							0	0	0	0,5	0	0
$150^\circ/65^\circ$							0	0	0	0	0	0
$180^\circ/25^\circ$	40,75	40,75	40,75	11,25	10,25	12,25	11,25	10,25	0	0	0	0
$180^\circ/45^\circ$				0	0	0	0	0	0	0	0	0
$180^\circ/65^\circ$				0	0	0	0	0	0	0	0	0
$210^\circ/25^\circ$							0	0	0	0	0	0
$210^\circ/45^\circ$							0	0	0	0	0	0
$210^\circ/65^\circ$							0	0	0	0	0	0
$240^\circ/25^\circ$							0	0	14,75	0	0	0,5
$240^\circ/45^\circ$							0	0	0	0	0	11,5
$240^\circ/65^\circ$							0	0	0	0	0	0
$270^\circ/25^\circ$							0	0	0	0	0	0
$270^\circ/45^\circ$							0	0	0	8,5	8,5	1
$270^\circ/65^\circ$							0	0	0	0	0	0

5.2 Ergebnisse der Lastflussberechnung

Lastflusssimulationen wurden für vier Szenarien der Tabelle 4.7 mit jahreszeitlich nicht gewichteten Lastprofilen durchgeführt. Von Interesse sind hierbei Netzparameter wie

- Auslastungen des Transformators bzw. der Leitungen
- Gesamtnetzverluste
- sowie Spannungen an jedem Knoten im Netz.

Die Auswahl der Szenarien erfolgte aufgrund folgender Überlegungen:

- RS1 (global) mit synthetisch generierten Lastprofilen:
beschreibt eine hohe dezentrale PV-Erzeugung. Es sollen die Auswirkungen auf eine bereits hohe dezentrale Einspeisung im übergeordneten Mittelspannungsnetz (MS-Netz) untersucht werden.
- HS - GCF (global) mit synthetisch generierten Lastprofilen:
untersucht, wie eine Lastprofil-Anpassung der dezentralen PV-Erzeugung die Spannungsqualität im Mittelspannungsnetz beeinflusst.
- RS1 (lokal) mit synthetisch generierten Lastprofilen:
der Einfluss von hoher, verteilter PV-Erzeugung im Niederspannungsnetz (NS-Netz) soll Hinweise auf mögliche Verletzungen von Grenzwerten geben.
- HS - GCF (lokal) mit synthetisch generierten Lastprofilen und Einsatz von DSM:
soll klären, ob eine angestrebte Verminderung der lokalen Residuallast positiv zur Netzstabilität beitragen kann.

Die in Abbildung 1.2 gezeigte Siedlung liegt als Netzmodell für die Netzsimulationssoftware *NEPLAN* vor [4]. Jedem Gebäude werden die optimierten Erzeugungs- bzw. Lastprofile (siehe Unterpunkt 5.1) zugewiesen. Wird eine PV-Anlage für die gesamte Modellsiedlung dimensioniert, so ist diese zentrale PV-Anlage direkt an der Niederspannungsseite des Transformators angeschlossen

Um die *worst-case* Szenarien die im Mittelspannungsnetz auftreten können für die Lastflusssimulationen zu berücksichtigen, werden folgenden Annahmen getroffen: ausgehend von ÖNORM 50160 ergibt sich für die ungünstigsten Fälle nach [20] bei hoher Einspeisung im MS-Netz an der Mittelspannungssammelschiene eine obere Grenze des Spannungsbandes von 103% und für die untere Grenze 94% der Nennspannung $U_{N,MS}$. Für das NS-Netz gilt dann, dass die Knotenspannungen innerhalb von $\pm 10\%$ der Nennspannung bleiben müssen.

Der Starklastfall wird generiert indem bereits im MS-Netz der Spannungswert an der Mittelspannungssammelschiene auf 94% der Nennspannung gesetzt wird und zusätzlich die synthetisch generierten Lastprofile (ohne dezentrale Erzeugung) der Siedlungsgebäude für die Berechnungen herangezogen werden. Aufgrund dessen wird der MS/NS-Trafo iterativ so eingestellt, dass die geforderten -10% der Nennspannung im

Tabelle 5.4: Maximalwerte der Auslastungen und Spannungen als Ergebnisse der Lastflussimulationen

		$RS1_{global}$	GCF_{global}	$RS1_{lokal}$	$GCF_{lokal,DSM}$
$U_{Knoten,Min}$	$[\% \cdot U_{N,NS}]$	90,8	90,8	90,8	90,5
$U_{Knoten,Max}$	$[\% \cdot U_{N,NS}]$	104,4	103,2	107,6	103,5
$Auslastung_{Max}$	$[\%]$	52,1	30,4	51,3	32,7

NS-Netz $U_{N,NS}$ zu keinem Zeitpunkt unterschritten werden. Diese Einstellungen wird einmal festgelegt und dann nicht mehr geändert.

Bei der Simulation unter Berücksichtigung von starker dezentraler Erzeugung im MS-Netz (Spannung = $103\% \cdot U_{N,MS}$) und der Annahme, dass im NS-Netz ebenfalls eine hohe Erzeugung stattfindet, kommt es bei Abschalten aller Siedlungslasten zu keiner Verletzung der oberen Spannungsgrenze.

Die Konsequenz dieser Vorgangsweise ist, dass nun ein hohes Einspeisepotential zu Verfügung steht.

Die Lastflussimulationen werden zufolge der obigen Ausführungen jeweils mit den beiden Grenzspannungseinstellungen im MS-Netz vorgenommen. Die Minimal- und Maximalwerte der ermittelten Spannungen an allen Knoten im Netzmodell sind in Tabelle 5.4 zusammengefasst. Ebenso kann die maximale Auslastung der Betriebsmittel entnommen werden.

Die Übereinstimmung der minimalen Spannungen im Falle der ersten drei Szenarien deutet auf einen hohen Strombedarf in den Nachtstunden hin. Die zugrundeliegenden Lastprofile unterscheiden sich nicht und mangels Sonneneinstrahlung wird im Siedlungsgebiet auch nichts eingespeist. Dieser Wert ist auch das Ergebnis der Simulation des Starklastfalls.

Weitaus interessanter ist die Bewertung der minimalen Spannung im vierten Lastflusszenario. Durch DSM-Maßnahmen werden Geräteaktivitäten in Zeiten hoher PV-Erzeugung verschoben - das höchste Lastaufkommen ist während des Tages zu erwarten. Da für die Gebäude der Modellsiedlung dieselben Globalstrahlungsdaten verwendet wurden, kann etwa durch Wolken plötzlich ein Großteil der Erzeugung wegfallen. Es kann deswegen zu ausgeprägteren Starklastfällen kommen. Der Netzbetreiber müsste den Ortsnetztrafo daher entsprechend dieses Szenarios einstellen!

Tabelle 5.5: Maximalwerte der Verluste als Ergebnisse der Lastflusssimulationen

Netzverluste	$RS1_{global}$	GCF_{global}	$RS1_{lokal}$	$GCF_{lokal,DSM}$
kWh	313,813	228,269	556,628	183,043
kVArh	542,575	208,08	613,95	185,723

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass bezüglich der Spannungshaltung und kritischer Auslastung von Betriebsmitteln keine Probleme gefunden werden konnten.

Abschließend sind in Tabelle 5.5 die Netzverluste innerhalb der Modellsiedlung angeführt. Es zeigt sich, dass das Lokalszenario RS1 wegen der hohen verteilten PV-Einspeiseleistung auch die höchsten Netzverluste hervorruft. Wird die Residuallast direkt im Gebäude minimiert, hat dies auch eine Reduktion der Energieverluste im Netz zur Folge.

Generell konnte festgestellt werden, dass dezentraler Verbrauch bei gleichzeitiger Erzeugung in geringeren Netzverlusten und einer geringer Auslastung der Betriebsmittel resultieren.

Darüber hinaus konnte anhand dieser einfachen Netzsimulation keine Verletzung der Spannungsgrenzen gefunden werden. Ein zusätzlicher Netzausbau ist nicht nötig.

6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Ergebnisse aus Kapitel 5 zeigen, dass der Ansatz GCF und DSM zu verbinden durchaus eine innovative Möglichkeit bietet um den Eigenverbrauch und den Autarkiegrad in Haushalten bzw. Gebäuden zu steigern.

Die Analysen auf Haushaltsebene bescheinigen dem GCF ein hohes Potential, jedoch müssen dort Änderungen im Benutzerverhalten oder der Geräteausstattung noch vertieft untersucht werden.

Käme GCF etwa auch in Gewerbebetrieben zum Einsatz, ist von einem wesentlich konstanteren jährlichen Lastgang (auch über viele Jahre hinweg) auszugehen.

Ein weiteres Hindernis ist der Autarkiegrad bei unterdurchschnittlichem Haushaltsjahresenergiebezug sofern kein sehr hoher Eigenverbrauchsanteil möglich ist. Dadurch ergeben sich sehr geringe installierte PV-Anlagenleistungen, welche sich negativ auf die bezogenen Investitionskosten auswirken und folglich eine mittelfristige Amortisation erschweren.

Die Simulationen für einen globalen Einsatz von DSM und einer PV - Erzeugungsanpassung müssen nochmals an einem leistungsfähigeren Rechner durchgeführt werden. Aufgrund der getätigten Analysen ist zu vermuten, dass im Falle des Referenzszenarios 1 viele Geräteaktivitäten entsprechend des Erzeugungsprofils einer südausgerichteten PV-Anlage verschoben werden. Die Auswirkungen auf die erwähnten Netzparameter könnte daher am gravierendsten sein, falls die Erzeugung zur Mittagszeit plötzlich wegfällt.

Werden GCF und DSM global implementiert, wird die GCF-basierte PV - Anlagenoptimierung tendenziell ost- und westausgerichtete PV-Anlagenvarianten wählen. Dadurch kann das DSM-System die Lastaktivitäten besser über den Tag verteilen. Eine stark fluktuierende Erzeugung hätte dann einen geringeren negativen Einfluss auf die Netzgrößen.

Des Weiteren könnte mittels statistischer Analysen ein Skalierungsfaktor für GCF-optimierte PV-Anlagen entwickelt werden, welcher die Größe und Ausrichtung der PV-Anlage in Abhängigkeit vom jährlichen Stromverbrauch und Haushalts-/Gebäudetyp angibt. Zumindest bei Verwendung von standardisierten Lastprofilen kann dieser einfacher bestimmt werden.

Auswertungen der Ergebnisse hinsichtlich des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrades für bestimmte Gebäudetypen wurden noch nicht getätigt und könnten daher Aufschluss über deren mögliche Potentiale liefern.

Mit höheren Rechenkapazitäten könnte eine geringere zeitliche Auflösung der zugrunde liegenden Daten und eine Erweiterung der PV-Anagenvarianten ebenfalls zu einem verbesserten Ergebnis führen.

Literatur

- [1] G. Lettner, „Photovoltaik - Wirtschaftlich ohne Förderungen durch Eigenverbrauch - Die Stromversorgung der Zukunft“, *Folien ENERGIEGESPRÄCHE 2013*, *Technisches Museum Wien*, 19. März 2013.
- [2] 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“, *TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft*, 2011.
- [3] F. ZEILINGER, C. GROISS und A. SCHUSTER, „Detaillierte Modellierung des Haushaltsstromverbrauchs zur Untersuchung von Demand Side Management“, in *Symposium Energieinnovation, Graz*, 2014.
- [4] C. Groß, C. Maier und J. Scalet, „DSM-Potenziale in einer österreichischen Modellsiedlung“, *Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien*, 2013.
- [5] F. Heinze, „Messung von Direkt- und Diffusstrahlung bei Photovoltaikanlagen“, Parallelt. [SZbers. des Autors] Measurement of direct and diffuse solar radiation for photovoltaic systems, 2011, 78 Bl. Adresse: <http://media.obvsg.at/AC07812015-3001>.
- [6] M. S. et al., „Kraftwerk Haus im ländlichen Raum Umsetzung von Strom-Lastmanagement im Gebäude mit Eigenerzeugung aus Photovoltaik“, in *Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK Bundesamt für Energie BFE, Schlussbericht 1. Dezember 2012*, 2012.
- [7] M. HEIMBERGER, M. CHOCHOLE, R. SCHLAGER und F. ZEILINGER, „Der Nutzen von aktiven Bürogebäuden für Mittelspannungsnetze—Vorstellung des Projektes „SmartCityGrid: CoOpt ““,
- [8] *SMART LOW VOLTAGE GRID, Modellgemeinde Köstendorf – ein Blick in die Zukunft*, <http://www.smartgridssalzburg.at/forschungsfelder/stromnetze/smart-low-voltage-grid/>, Aufgerufen am 17.8.2014.
- [9] M. Stifter und J. Kathan, „Sun Power City—Innovative measures to increase the demand coverage with photovoltaics“, in *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*, IEEE, 2010, S. 1–6.
- [10] C. MAIER, C. Groß, M. Litzlbauer, A. Schuster und F. Zeilinger, „EIGENVERBRAUCHSSTEIGERUNG IN HAUSHALTEN DURCH DEMAND-SIDE-MANAGEMENT“,
- [11] C. Groiss, *Power Demand Side Management; Potentiale und technische Realisierbarkeit im Haushalt*, Wien, Techn. Univ., Dipl.-Arb., 2008, 2008.

- [12] K. Mertens, *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. Carl Hanser Verlag GmbH Co KG, 2013.
- [13] E. Liegenschaftsverwaltung Gesellschaft m.b.H. (2013). AKW Zwentendorf - das AKW, das nie in Betrieb ging; Photovoltaik-Anlage, Adresse: <http://www.zwentendorf.com/de/sonne.asp>.
- [14] H. Häberlin, *Photovoltaik: Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*. Electrosuisse-Verlag, 2010, ISBN: 9783800732050.
- [15] T. Huld, R. Gottschalg, H. G. Beyer und M. Topic, „Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging“, *Solar Energy*, Bd. 84, Nr. 2, S. 324–338, 2010, Cited By (since 1996):22. Adresse: www.scopus.com.
- [16] W. Gawlik, *Vorlesung Energieversorgung*, 2012W, LVA Nr. 370.002 an der TU Wien.
- [17] H. Benker, *Mathematische Optimierung mit Computeralgebrasystemen*. Springer Verlag, 2003.
- [18] K. Siefen, „Simulation und Optimierung der Standort-und Kapazitätsauswahl in der Planung von Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeugflotten“, 2012.
- [19] P. Biermayr u. a., „Innovative Energietechnologien in österreich Marktentwicklung 2013“, *Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie - NACHHALTIGwirtschaften*, 2014.
- [20] M. Chochole, R. Schlager und W. Gawlik, „Technische Analyse von Smart Grid lösungen“, *Erneuerbare Energien: Überforderte Märkte*, 2013.

Abbildungsverzeichnis

1.1	Haushalts- und Gebäudeverteilung der aDSM-Siedlung	4
1.2	Maßstäblicher Plan der aDSM-Modellsiedlung	5
2.1	Sonnenposition - Definitionen	8
2.2	Generierung der ausrichtungsabhängigen Sonnenkurven	13
2.3	Histogramme Sonnenenergie auf waagrechte Fläche nach Jahreszeit . . .	14
2.4	Komponenten PV und Wirkungsgradkette	16
2.5	Jahresglobalstrahlungssumme auf gedrehte Fläche	18
2.6	Solarstrahlungskomponenten auf eine hor. Ebene	21
3.1	Lastprofil H0 bei typischem Jahresverbrauch von $3500kWh$	25
3.2	Dynamisierungspolynom VDEW	25
3.3	Darstellung zur Generierung der repräsentativen Lastgänge	30
3.4	Ergebnisse Auswahl der repr. Wochen aus synthetischem Lastprofil . . .	31
3.5	Ergebnisse Auswahl der repr. Wochen aus standardisiertem H0-Lastprofil	32
3.6	Normiertes Gesamtlastprofil der Modellsiedlung	33
4.1	Anordnung von Aktivitätsblöcken	42
4.2	Flussdiagramm DSM	44
4.3	Beispiel zur Erzeugung der DSM-Matrix \mathbf{M}_{DSM}	45
4.4	Minimalbeispiel GCF - normierte PV-Verläufe	47
4.5	Minimalbeispiel GCF	48
4.6	Minimalbeispiel DSM - Ausgangslage PV-Verlauf und Gerätelastgänge .	49
4.7	Minimalbeispiel DSM - Gerätelastgänge mit aktiviertem DSM	50
4.8	Minimalbeispiel GCF und DSM	51
4.9	PV-Investitionskostenfunktion	55
5.1	EV und AG der Gebäude für RS1 und GCF	65
5.2	EV und AG der Gebäude für RS2 und RS3	66
5.3	Verlauf Last und Erzeugung nach Optimierung	68

Tabellenverzeichnis

2.1	Parameter für kristalline Siliziumzellen	19
3.1	Jahreszeitliche Perioden nach VDEW	24
4.1	Kodierung der Spaltenindizes	39
4.2	Ergebnisse Minimalbeispiel GCF	48
4.3	Ergebnisse Minimalbeispiel DSM	50
4.4	Ergebnisse Minimalbeispiel GCF und DSM	51
4.5	PV-Systemkosten nach Anlagengröße	54
4.6	Verwendete PV-Investitionskosten nach Anlagengröße	56
4.7	Zusammenfassung der Simulationsszenarien	60
5.1	Optimierungsergebnisse	62
5.2	Zusammenfassung der Optimierungsergebnisse	63
5.3	Optimierungsergebnisse für Gebäude Nr. 59	69
5.4	Lastflusssimulation - Auslastungen und Spannungen	71
5.5	Lastflusssimulation - Verluste	72