



DIPLOMARBEIT

Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Erzeugung unter Berücksichtigung von Speichern

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

unter der Leitung von

Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. Johann Auer

am Institut für

Energiesysteme und Elektrische Antriebe – Energy Economics Group.

Eingereicht an der Technischen Universität Wien,

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik,

von

Thomas Deutsch, BSc.

Matr.Nr. 0408122

Wien, September 2014

Kurzfassung

Stark fallende Kosten von Photovoltaik-Anlagen (PV) in den letzten Jahren machen Eigenerzeugung elektrischer Energie durch PV auch für Kleinverbraucher wirtschaftlich attraktiv. Ein zunehmender Marktanteil von PV verdeutlicht diesen Trend.

Die vorliegende Arbeit analysiert im ersten von drei Teilbereichen die Frage nach dem Kosteneinsparungspotential je Verbrauchergruppe durch Eigenerzeugung von PV-Strom. Im zweiten Teil wird eine optimale Kombination aus Verbrauchergruppen als Bilanzgruppe für einen PV Kraftwerkspark ermittelt und im dritten Teil wird der Frage nach einer kostenoptimalen Konfiguration einer PV Anlage mit Speicher nachgegangen.

Grundlage aller Analysen bildet eine lineare Optimierung unter Zugrundelegung von Standardlast- und Erzeugungsprofilen, umgesetzt und ausgewertet in MATLAB®.

Die Ergebnisse des ersten Teils der oben genannten Fragestellung zeigen, dass sich für bestimmte Verbrauchergruppen über die Lebenszeit gemittelte, jährliche Einsparungen an Stromkosten von annähernd 10% erreichen lassen. Das optimale Verhältnis der Kapazität einer PV Anlage in kWh/a bezogen auf den Jahresbedarf in kWh/a beträgt dabei ungefähr ein Drittel.

Im Wesentlichen zeigen die Auswertungen des zweiten Teils, dass die Kombination der Standardlastprofile H0 (Haushalt), G0 (Gewerbe allgemein) und G1 (Gewerbe werktags von 8–18h), für das Szenario, in dem die Last in der Zeit von 8–20h durch PV gedeckt werden muss, eine optimale Bilanzgruppe für eine PV Anlage darstellt. Der Anteil in kWh/a jedes Lastprofils beträgt dabei ungefähr ein Drittel.

Im dritten Teil lässt sich durch lineare Optimierung und darauffolgender Regressionsanalyse einer PV Anlage mit Jahresspeicher eine Funktion erstellen, die in Abhängigkeit der Stromgestehungskosten für PV, den kurz- und langfristigen Speicherkosten und der Einspeisevergütung die optimale Speicherkapazität sowie die optimale PV Anlagenkapazität ergibt. In der Praxis ist somit eine optimale Dimensionierung von Speicher- und PV Anlagenkapazität möglich. Auch in Hinblick auf einen künftig möglichen Kapazitätsmarkt ist durch die ermittelte Funktion der Speicherobergrenze eine Abschätzung der Kosten für bereitzuhaltende Reservekapazitäten möglich.

Aktuelle Entwicklungen am Energiemarkt – wie etwa Smart Grids, Demand-Side-Management, Integration von E-Mobility und zunehmend dezentrale Stromproduktion – bieten Raum für neue Konzepte. In diesem Bereich besteht noch weiterer Forschungs- und Analysebedarf.

Abstract

Sharply declining costs for photovoltaic systems in recent years mean that private generation of electricity by photovoltaic systems (PV) is economically attractive even for individual households. A growing market share of PV illustrates this trend.

The first part of this paper analyzes the question of potential cost savings for different consumer groups due to private generation of PV electricity. In the second part, the aim is to find a combination of different consumer groups as an ideal balancing group for a PV power plant. In the third part the most cost effective configuration of a PV power plant with a storage system is analyzed.

The principal method of research is the concept of linear optimization, taking standardized load- and PV production profiles as a basis, implemented and evaluated using MATLAB®.

The findings to the first part of the question above show that for some consumer groups savings of nearly 10% of electricity costs are achievable annually over the lifetime of a PV system on average. The ideal ratio between PV production capacity in kWh/a to the annual need of electricity in kWh/a is about a third.

The results of the evaluation of the second part show that the load profiles H0 (household), G0 (industry in general) and G1 (industry, working days from 8 am to 6 pm) are best suited for a balancing group, each having a third kWh/a share. This is calculated for a scenario which assumes that the PV power plant has to serve the balancing group from 8 am to 8 pm.

The third part of the paper provides a certain function for a PV power plant with an annual storage system. The function shows the ideal storage capacity and PV capacity, depending on the electricity production costs of PV (LCOE), the short and long-term storage costs and a certain feed-in compensation. This is achieved with the help of linear optimization and subsequent regression analysis. In practice, this allows ideal sizing of the storage- and PV capacity. With regard to a prospective capacity market it is also possible to evaluate the costs for spare capacities by using the function of the upper limit of the storage capacity.

Current developments on the energy market, such as Smart Grids, Demand-Side-Management, integration of E-Mobility and the continuing trend of decentralized power generation offer room for innovation. Further research into this field is recommended.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation.....	1
1.2	Zentrale Fragen	3
1.3	Aufbau der Arbeit	4
2	Eigenverbrauchsoptimierung unterschiedlicher Lastprofile	5
2.1	Fragestellung	5
2.2	Annahmen und Rahmenbedingungen	6
2.3	Ansatz – Lineare Optimierung.....	7
2.4	Daten	12
2.5	Ergebnisse	16
2.5.1	Einsparungspotential und optimale PV Anlagengröße je Lastprofil.....	17
2.5.2	Variation der Stromgestehungskosten für PV	19
3	Optimale Kombination von Lastprofilen für Strom aus PV.....	21
3.1	Fragestellung	21
3.2	Annahmen und Rahmenbedingungen	21
3.3	Ansatz – lineare Optimierung	24
3.4	Ergebnisse	29
3.4.1	Lastgang 0–24h.....	29
3.4.2	Lastgang 8–20h.....	30
4	PV und Jahresspeicher – Unabhängigkeit von konventionellen Kraftwerken	31
4.1	Fragestellung	32
4.2	Annahmen und Rahmenbedingungen	33
4.3	Ansatz – Lineare Optimierung.....	35
4.4	Ergebnisse	41
4.4.1	Verlauf Speicherfüllstand.....	41
4.4.2	Minimal notwendige Speicherkapazität.....	44
4.4.3	Regressionsanalyse.....	45
4.4.4	Trade-Off zwischen Speicherobergrenze und PV Kapazität	48
4.4.5	Kapazitätssertifikate.....	51
5	Schlussfolgerung.....	52
6	Literaturverzeichnis	54

1 Einleitung

1.1 Motivation

Ein weltweit steigender Bedarf an Energiedienstleistungen und die Forderung nach einer effizienten und umweltschonenden Energieumwandlung in Kombination mit sinkenden Preisen für Strom aus erneuerbaren Energien und zunehmend dezentrale Stromproduktion führen zu neuen Herausforderungen für Produktions- und Lastmanagement. Letztlich ergeben sich für Endverbraucher zusätzliche Möglichkeiten neben dem konventionellen Strombezug. Mögliche Kosteneinsparungspotentiale ergeben sich durch Eigenproduktion bzw. Speicherung von Strom oder etwa die Bereitstellung von Regelleistung für Energieversorger.

Ein Aspekt der Veränderungen am Energiemarkt ist ein steigender Anteil an Strom aus Photovoltaik (PV). Deutschland, Italien und Griechenland haben mit Ende 2013 genug Kapazität um 6,2%, 7,8% bzw. 5,8% des jährlichen Strombedarfs decken zu können. Asien hatte im Jahr 2013 das höchste Wachstum von +170% der jährlich installierten Leistung und weltweit wird zumindest 0,85% des Strombedarfs durch PV gedeckt (Stand: Ende 2013), siehe IEA (2014).

Ein wesentlicher Faktor für Investitionsentscheidungen in PV ist die Frage nach der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit. Aus Sicht von Endverbrauchern gilt die Netzparität dann als erreicht, wenn die Kosten für eine kWh aus dem öffentlichen Stromnetz gleich mit jenen aus der Erzeugung durch eine hauseigene PV Anlage sind. In manchen Ländern Europas wurde die Netzparität bereits 2012 erreicht, in anderen wird diese zwischen 2014 und 2020 erwartet, siehe AUER/LETTNER (2012).

Die Vorteile von PV Anlagen sind vielfältig:

- Unlimitierte Ressource Sonneneinstrahlung
- Standortunabhängig einsetzbar
- Modular, von mW bis zu mehreren GW Leistung möglich
- Geräuschloser Betrieb
- Lebenszyklen von ca. 30 Jahren
- Der CO₂ Fußabdruck von PV beläuft sich auf 16–32 gCO₂/kWh, verglichen zu Strom aus fossilen Energieträgern beträgt dieser 300–1000 gCO₂/kWh. EPIA (2011)

Da die Sonne als Energieträger eine volatile Energiequelle darstellt und somit die Stromproduktion aus PV mit immanenten Planungsschwierigkeiten, Winter-/Sommerzyklen sowie Tag-/Nachtzyklen verbunden ist, müssen neben einem Ausbau von PV auch die Verträglichkeit und eine eventuelle Kostenumverteilung mit dem Kraftwerkspark und dem Übertragungsnetz in Betracht gezogen werden. PV eignet sich nicht als Grundlastkraftwerk, kann jedoch zu Mittag, in Zeiten von Spitzenlasten, aufgrund des Sonnenzyklus einen Mehrbedarf decken.

Der steigende Anteil an erneuerbaren Energien ließ Fragen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und marktwirtschaftlicher Gleichbehandlung der Marktteilnehmer des derzeit bestehenden Strommarktdesigns aufkommen, in welchem nach tatsächlich gelieferter Strommenge vergütet wird. Als Alternative wird ein Kapazitätsmarkt, in dem auch Reservekapazitäten vergütet werden, vorgeschlagen. Das würde für eine PV Anlage bedeuten, für nicht vorhandene Reservekapazitäten Abgaben an konventionelle Kraftwerksbetreiber zu leisten oder in Speicherlösungen zu investieren.

Ein Gutachten in Deutschland zum Thema „Zukunftsfähiges Strommarktdesign“ und ein damit in Zusammenhang diskutierter Kapazitätsmarkt sollte die Auswirkungen auf den Strommarkt untersuchen, wenn der Anteil fluktuierender Einspeisung gemäß Prognosen stark zunimmt. Das Gutachten kommt unter anderem zu folgendem Schluss: „Die Analysen belegen zwar nicht eindeutig, dass ein Energy-Only Markt [...] nicht funktionieren kann. Sie liefern aber Hinweise dafür, dass ein Energy-Only Markt vor signifikante Herausforderungen gestellt wird [...]. Mit der Einführung eines Kapazitätsmechanismus könnte diesen Herausforderungen begegnet werden [...].“ (EWI (2012))

In vielen Ländern werden Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien Investitionszuschüsse gewährt bzw. festgelegte Einspeisetarife und eine Stromabnahme garantiert. In Österreich bildet das Ökostromgesetz¹ die Grundlage, in Deutschland wird die Einspeisevergütung für Strom aus PV durch das EEG (Erneuerbare-Energie-Gesetz) geregelt.

Eine vollständig autarke Stromproduktion durch PV für einen Privathaushalt ist mit sehr hohen Kosten für den Energiespeicher verbunden, weshalb in der Regel eine parallele Nutzung des öffentlichen Versorgungsnetzes besteht. Es gibt verschiedene Kostenfaktoren, die im Strom-Endkundenpreis und nicht in der Netz-/Grundgebühr enthalten

¹ Ökostromgesetz (BGBl. I Nr. 75/2011), Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (BGBl. II Nr. 307/2012 und Nr. 503/2013)

sind und bei Eigenverbrauch von Strom aus PV nicht mitgetragen werden. Folgende Kosten können davon betroffen sein: Kosten für das Übertragungsnetz und Konzessionsabgaben sowie Nebenkosten des Stromvertriebes, die weitgehend unabhängig vom Verbrauch sind. Ein weiterer Aspekt ist, dass dem Staat Steuern und Umlagen durch Eigenverbrauch entgehen, siehe BODE/GROSCURTH (2013).

Diese Arbeit soll – ausgehend von einer bereits erreichten Netzparität – einen Vergleich des Kosteneinsparungspotentials je Standardlastprofil liefern, das durch Installation einer PV Anlage zu erreichen ist. Außerdem soll der Frage nach der minimal notwendigen Speichergröße für eine PV Anlage nachgegangen werden und damit auch eine Abschätzung der notwendigen Reservekapazität im Fall eines Kapazitätsmarktes möglich sein. Unter anderem besteht das Ziel darin, einen von konventionellen Kraftwerken unabhängigen Betrieb von PV Anlagen zu analysieren und eine Minimalkostenfunktion für beliebige Einzelkosten (Stromgestehungskosten, Speicherkosten, Einspeisevergütung) zu erstellen.

1.2 Zentrale Fragen

Die zentralen Fragen dieser Arbeit sind:

- Welches Standardlastprofil ist für den Eigenverbrauch aus PV Anlagen ohne Speicher am besten geeignet und welche PV Leistung muss dazu installiert werden?
- Welche Kombination aus Standardlastprofilen ist für eine PV Anlage optimal?
- Welche Größe muss ein Speicher für eine PV Anlage aufweisen um die ermittelte optimale Kombination aus Lastprofilen ein Jahr ohne Fremdleistungsbezug bedienen zu können und wo liegt das Kostenoptimum zwischen PV Anlagenkapazität und Speicherkapazität? Welche Reservekapazität muss in Hinblick auf einen Kapazitätsmarkt im Jahr bereitgestellt werden, wenn nur ein Tagesspeicher vorhanden ist?

1.3 Aufbau der Arbeit

Nachdem in Kapitel 2 der allgemeine Ansatz der Modellierung vorgestellt wird, inklusive der dazu verwendeten Daten, folgt der Hauptteil mit den Kapiteln 2–4, wobei auf 3 Teilaspekte eingegangen wird:

In Kapitel 2 wird die optimale Kapazität einer PV Anlage ohne Speicher ermittelt, welche zu gegebenen Rahmenbedingungen aus Sicht von Privathaushalten und Gewerbebetrieben ein Kostenminimum darstellt. Dadurch ergeben sich das Kosteneinsparungspotential und die optimale PV Anlagenkapazität je Lastprofil. Eine Variation der Stromgestehungskosten der PV Anlage soll die Auswirkungen auf diese zwei Parameter deutlich machen.

In Kapitel 3 wird ein optimales Portfolio aus allen Standardlastprofilen für einen PV Kraftwerkspark ohne Speicher ermittelt. Diese Kombination stellt eine optimale Bilanzgruppe dar.

In Kapitel 4 wird eine PV Anlage mit Speicher und ohne Fremdleistungsbezug betrachtet. Hierzu wird in Abhängigkeit der PV Anlagenkapazität die minimal notwendige Speicherobergrenze ermittelt, um den Bedarf über das gesamte Jahr decken zu können. Die Optimierung und in weiterer Folge eine durch Regression ermittelte Minimalkostenfunktion soll ein Modell bieten, anhand dessen die optimale Speicherkapazität und PV Anlagenkapazität, sowie die minimalen Gesamtkosten ermittelt werden können, um einen autarken Betrieb zu ermöglichen. Die Kostenfunktion bietet die Möglichkeit, sämtliche Kostenfaktoren als Variablen einzusetzen – unter der Nebenbedingung einer möglichst geringen Speicherkapazität. Die Speicherobergrenze ermöglicht außerdem eine Abschätzung der für einen Kapazitätsmarkt erforderlichen Reservekapazität für den Fall, dass kein Jahres-, sondern ein Tagesspeicher installiert ist, um tägliche Fluktuationen auszugleichen.

2 Eigenverbrauchsoptimierung unterschiedlicher Lastprofile

PV Anlagen eignen sich besonders dann für den Eigenverbrauch der erzeugten Leistung, wenn das Lastprofil dem Erzeugungsprofil möglichst ähnlich ist. Durch Unterschiede zwischen Erzeugung und Bedarf entsteht ein Überschuss oder Mangel an Leistung, was im Allgemeinen zusätzliche Kosten verursacht. Durch Kenntnis von Standardlastprofilen können eine Optimierung des Eigenverbrauchs und ein Kostenvergleich durchgeführt werden. Anhand der Kosteneinsparung, die durch Installation einer PV Anlage und Eigenverbrauch entsteht, ist ein Vergleich möglich, welcher für die jeweilige Verbrauchergruppe repräsentative Lastgang sich am besten für eine PV Anlage eignet.

2.1 Fragestellung

Unter der Voraussetzung, dass die Netzparität von Strom aus PV bereits erreicht worden ist, kann ermittelt werden, welches Standardlastprofil aus Kapitel 2.4 das größte auf die Lebensdauer der PV Anlage gemittelte Kosteneinsparungspotential pro Jahr durch Installation einer PV Anlage bietet. Es wird ein Modell erstellt, in dem die Gesamtkosten zu minimieren sind und als variabler Faktor die jährliche Stromproduktion aus PV optimiert wird. Der Lastgang muss dazu durch Fremdleistungsbezug oder Eigenverbrauch der PV Anlage gedeckt werden. Die so ermittelte, optimale Kapazität der PV Anlage und die Kosteneinsparung werden in Tabelle 2 gegenübergestellt. Es ist zu erwarten, dass mit jenen Lastprofilen die größten Einsparungen zu erzielen sind, die ein dem PV Einspeiseprofil möglichst ähnliches Verbraucherprofil aufweisen, siehe dazu Abbildung 1. In Kapitel 2.5.2 wird anhand des Lastprofiles H0 eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um die Auswirkung unterschiedlicher Stromgestehungskosten für PV auf das Kosteneinsparungspotential sowie die PV Anlagengröße zu erhalten.

2.2 Annahmen und Rahmenbedingungen

Die Kostensituation entspricht ungefähr der derzeitigen Situation am österreichischen Markt für Endverbraucher.

$C_{PV} = 0,20$	Stromgestehungskosten PV Anlage (LCOE) [€/kWh]
$C_V = 0,07$	Vergütung für Netzeinspeisung [€/kWh]
$C_F = 0,22$	Kosten Fremdleistungsbezug [€/kWh]
3%	Preissteigerung C_F pro Jahr
1,5%	Steigerung Einspeisevergütung C_V pro Jahr
$L = 20$	Lebenserwartung PV Anlage in Jahren

Tabelle 1: Annahmen basieren auf AUER/LETTNER (2012)

- Die Kosten für Fremdleistungsbezug C_F und die Einspeisevergütung C_V werden über die gesamte Lebensdauer unter Berücksichtigung der Preissteigerung über den Zeitraum der Lebensdauer der Anlage summiert und anschließend wird ein jährlicher Durchschnittswert gebildet. Optimiert wird dann ein Jahr. C_{PV} ändert sich aufgrund der Investition zum Zeitpunkt $k = 1$ nicht über die Lebensdauer.
- Eine längere Lebenserwartung ist durchaus realistisch, spielt allerdings hier nur für die Preissteigerungen eine Rolle.
- Netzparität wurde bereits erreicht.
- Es werden Standardlastprofile verwendet, Gesamtjahresverbrauch in Summe 1000 kWh/a je Profil.
- Es werden pro Jahr nicht 365 Tage, sondern 12 Monate mit jeweils 4 Wochen und 7 Tagen simuliert.

2.3 Ansatz – Lineare Optimierung

Die Gesamtkostenfunktion C_{Gesamt} [€/a] bildet die Zielfunktion der linearen Optimierung und soll minimiert werden:

$$\min C_{Gesamt} = \sum_{n=1}^N [C_{PV} \cdot e_n \cdot t + C_F \cdot f_n \cdot t + (C_{PV} - C_V) \cdot v_n \cdot t]. \quad (2.1)$$

C_{PV}	Stromgestehungskosten der PV Anlage (LCOE) [€/kWh]
C_V	Durchschnittswert Vergütung für Netzeinspeisung [€/kWh]
C_F	Durchschnittswert Kosten Fremdleistungsbezug [€/kWh]
t	Zeitauflösung des Last- und Erzeugungsprofils [h]
N	Umfang des Datensatzes
\mathbf{e}	$(e_1 \cdots e_n)^T$ Vektor Eigenverbrauch PV Leistung [kW]
\mathbf{f}	$(f_1 \cdots f_n)^T$ Vektor Fremdleistungsbezug [kW]
\mathbf{v}	$(v_1 \cdots v_n)^T$ Vektor Vergütung für Netzeinspeisung [kW]
\mathbf{p}	$(p_1 \cdots p_n)^T$ Vektor des PV Einspeiseprofiles [kW]
\mathbf{l}	$(l_1 \cdots l_n)^T$ Lastvektor [kW]

Die Dimension aller Vektoren, $\dim(\mathbf{e}, \mathbf{f}, \mathbf{v}, \mathbf{p}, \mathbf{l}) = N$, ist gleich.

Um die Größe der Matrizen möglichst klein zu halten werden jährlich steigende Kosten subsummiert. Bspw. können jährlich steigende Kosten $C_{F,k}$ für den Fremdleistungsbezug

$$\begin{aligned} C_F \cdot L &= C_{F,1} \cdot y_1 + C_{F,1} \cdot y_2 + \dots \\ &\dots C_{F,2} \cdot y_1 + C_{F,2} \cdot y_2 + \dots C_{F,k} \cdot y_1 \dots \\ C_F \cdot L &= (C_{F,1} + C_{F,2} \dots C_{F,k}) \cdot y_1 + (C_{F,1} + C_{F,2} \dots C_{F,k}) \cdot y_2 + \dots \end{aligned} \quad (2.2)$$

zusammengefasst und ein jährlicher Durchschnitt

$$C_F = \frac{1}{L} \cdot C_0 \cdot \sum_{k=0}^{L-1} (1+i)^k \quad (2.3)$$

errechnet werden, wobei i =kalkulatorischer Zinssatz, k =Jahr, L =Lebensdauer der Anlage. Daher kann durch Simulation eines Jahres ein Durchschnittswert des Kosteneinsparungspotentials gefunden werden.

Lineare Gleichungen und Ungleichungen bilden die Nebenbedingungen. Die Matrix $\mathbf{A}_{\text{eq}} \in \mathbb{R}^{m,n}$, der Lösungsvektor $\mathbf{x} \in \mathbb{R}$ und der Vektor $\mathbf{b}_{\text{eq}} \in \mathbb{R}^{m,n}$ fassen die zu erfüllenden Gleichungen in der Form

$$\mathbf{A}_{\text{eq}} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}_{\text{eq}} \quad (2.4)$$

oder

$$\begin{pmatrix} a_{11} & \cdots & a_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & \cdots & a_{mn} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} b_{\text{eq},1} \\ \vdots \\ b_{\text{eq},n} \end{pmatrix}$$

zusammen, siehe Gl.(2.16). Analog dazu stellen die Matrix $\mathbf{A}_{\text{in}} \in \mathbb{R}^{m,n}$, der Lösungsvektor $\mathbf{x} \in \mathbb{R}$ und der Vektor $\mathbf{b}_{\text{in}} \in \mathbb{R}^{m,n}$ die Ungleichungen in der Form

$$\mathbf{A}_{\text{in}} \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{b}_{\text{in}} \quad (2.5)$$

oder

$$\begin{pmatrix} d_{11} & \cdots & d_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ d_{m1} & \cdots & d_{mn} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} b_{\text{in},1} \\ \vdots \\ b_{\text{in},n} \end{pmatrix}$$

dar und werden in Gl. (2.17) definiert.

Das Ziel ist, unter allen zulässigen Lösungsvektoren \mathbf{x} einen Vektor zu finden, der die Minimierungsaufgabe

$$\mathbf{c}^T \mathbf{x} = c_1 x_1 + \dots c_n x_n$$

$$\min\{\mathbf{c}^T \mathbf{x} \mid A_{\text{in}} x \leq b_{\text{in}}, A_{\text{eq}} x = b_{\text{eq}}, x \geq 0\}$$

– in dieser Arbeit die Gesamtkostenfunktion $C_{\text{Gesamt}}[\text{€/a}]$, siehe Gl. (2.18) – löst, wobei $A_{\text{in}} x \leq b_{\text{in}}, A_{\text{eq}} x = b_{\text{eq}}, x \geq 0$ komponentenweise zu verstehen ist.

Gesucht ist die optimale PV Jahresproduktion bezogen auf den Jahresverbrauch. Es wird ein Koeffizient F eingeführt, der, multipliziert mit dem Vektor des PV Standardinspeiseprofiles, dessen Summe 1000 kWh beträgt, die gesuchte Größe darstellt und als Gewichtungsfaktor zu verstehen ist.

Gleichungen

Der Eigenverbrauch der PV Produktion e_n und die Netzeinspeisung v_n müssen zu jedem Zeitpunkt der erzeugten PV Leistung $p_n \cdot F$ entsprechen:

$$e_n + v_n = p_n \cdot F. \quad (2.6)$$

Der Eigenverbrauch e_n und der Fremdleistungsbezug f_n müssen zu jedem Zeitpunkt dem Bedarf l_n entsprechen:

$$e_n + f_n = l_n. \quad (2.7)$$

.

Ungleichungen

Der Eigenverbrauch e_n muss kleiner gleich der Last l_n sein:

$$e_n \leq l_n. \quad (2.8)$$

Der Eigenverbrauch e_n muss kleiner gleich der PV Leistung $p_n \cdot F$ sein:

$$e_n \leq p_n \cdot F. \quad (2.9)$$

Alle Größen müssen positiv sein:

$$F, e_n, f_n, v_n \geq 0. \quad (2.10)$$

Ansatz

Der Lösungsvektor

$$\mathbf{x} = \begin{pmatrix} \mathbf{e} \\ \mathbf{f} \\ \mathbf{v} \\ F \end{pmatrix} \quad (2.11)$$

wird definiert.

Die Matrix

$$\mathbf{A}_{\text{eq}} = \begin{pmatrix} \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{I}_n & -\mathbf{p} \\ \mathbf{I}_n & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{m,1} \end{pmatrix} \quad (2.12)$$

mit der Einheitsmatrix $\mathbf{I}_n = \begin{pmatrix} 1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & 1 \end{pmatrix}$, $\mathbf{I}_n \in \mathbb{R}^{n \times n}$, $n = \dim(\mathbf{l})$

und der Nullmatrix $\mathbf{0}_{mn} = \begin{pmatrix} 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & 0 \end{pmatrix}$, $\mathbf{0}_{mn} \in \mathbb{R}^{m \times n}$, $n = m = \dim(\mathbf{l})$ und der Vektor

$$\mathbf{b}_{\text{eq}} = \begin{pmatrix} \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{1} \end{pmatrix} \quad (2.13)$$

ergeben sich aus Gleichung (2.6)–(2.7). Die Matrix

$$\mathbf{A}_{\text{in}} = \begin{pmatrix} \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{p} \end{pmatrix} \quad (2.14)$$

und der Vektor

$$\mathbf{b}_{\text{in}} = \begin{pmatrix} \mathbf{1} \\ \mathbf{0}_{m,1} \end{pmatrix} \quad (2.15)$$

ergeben sich aus Gleichung (2.8)–(2.9).

Zusammenfassend lauten die Nebenbedingungen:

$$\begin{pmatrix} \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{I}_n & -\mathbf{p} \\ \mathbf{I}_n & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{m,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{e} \\ \mathbf{f} \\ \mathbf{v} \\ F \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{1} \end{pmatrix}, \quad (2.16)$$

$$\begin{pmatrix} \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{p} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{e} \\ \mathbf{f} \\ \mathbf{v} \\ F \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} \mathbf{1} \\ \mathbf{0}_{m,1} \end{pmatrix}, \quad (2.17)$$

und die zu minimierende Zielfunktion ergibt sich aufgrund Gl. (2.1) zu:

$$C_{Gesamt} = \begin{pmatrix} C_{PV} \cdot \mathbf{e} \\ C_F \cdot \mathbf{f} \\ (C_{PV} - C_V) \cdot \mathbf{v} \\ \mathbf{0}_{m,1} \end{pmatrix}^T. \quad (2.18)$$

2.4 Daten

Im ersten Schritt werden die Erzeugungs- und Lastprofile in Vektoren gleicher Dimension aufbereitet. Die Dimension entspricht der Anzahl der simulierten Tage (4·7·12), multipliziert mit 24 Stunden und der zeitlichen Auflösung. Die Daten sind in Viertelstundenintervallen verfügbar, sodass sich Vektoren der Länge 32256 und je nach Modell Matrizen mit den benötigten Gleichungen und Ungleichungen mit einer Dimension bis zu 161282×96769 ergeben. Um die Anzahl der zu lösenden Gleichungen zu minimieren, werden einerseits Tage zusammengefasst, die ohnehin ein gleiches Last- und Erzeugungsprofil aufweisen und teilweise mithilfe der MATLAB®-Funktion *resizem(...)* die Größe der Vektoren reduziert. Im zweiten Schritt werden je nach Modell die zu lösenden Gleichungen und Ungleichungen in Matrizenform der Funktion *linprog(...)* übergeben. Im dritten Schritt wird das Ergebnis ausgewertet, grafisch aufbereitet und in Kapitel 4 auch für eine Regressionsanalyse herangezogen.

Dieser Arbeit liegen standardisierte Erzeugungsprofile von PV Anlagen, siehe SWE (2014), und standardisierte BDEW-/VDEW-Lastprofile als Daten zugrunde. BDEW-/VDEW-Lastprofile sind sowohl für Deutschland als auch für Österreich gültig.

- Erzeugungsprofil PV: Viertelstundenintervall, unterschiedliche Profile für Winter, Sommer und Übergangszeit (Herbst, Frühling).
- Lastprofile: Viertelstundenintervall, unterschiedliche Profile für Werktag und Wochenende sowie Monat.

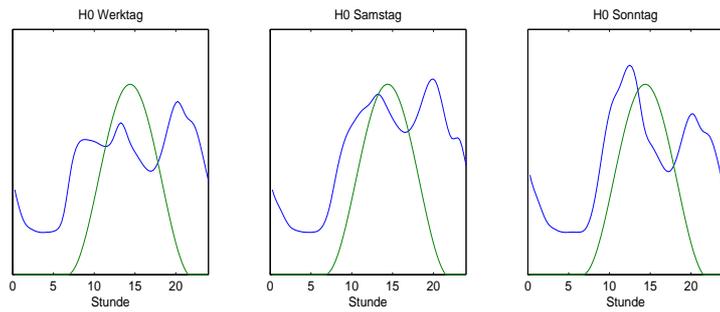
In dieser Arbeit wird anstatt auf Echtzeitaufzeichnungen auf vereinfachte Standardlastprofile zurückgegriffen, da diese leicht verfügbar, vergleichbar, überprüfbar und repräsentativ sind. Ein weiterer wesentlicher Vorteil ist, dass eine effiziente und möglichst redundanzfreie Datenaufbereitung für die Modellierung möglich ist.

Unterschiede zum tatsächlichen Lastprofil einzelner Verbraucher werden vernachlässigt, da sich Schwankungen der Last im Mittel ausgleichen.

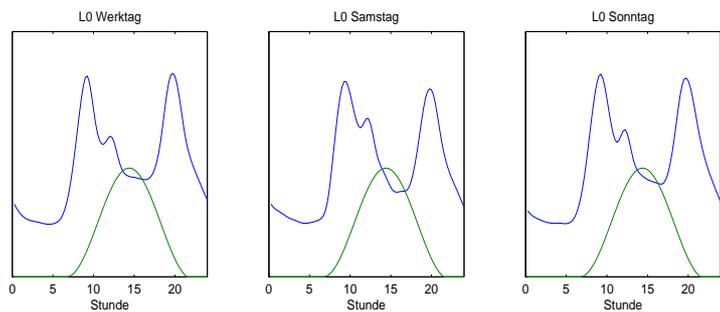
Alle weiteren Daten wurden mit MATLAB® modelliert und ausgewertet.

Übersicht über die Standardlastprofile

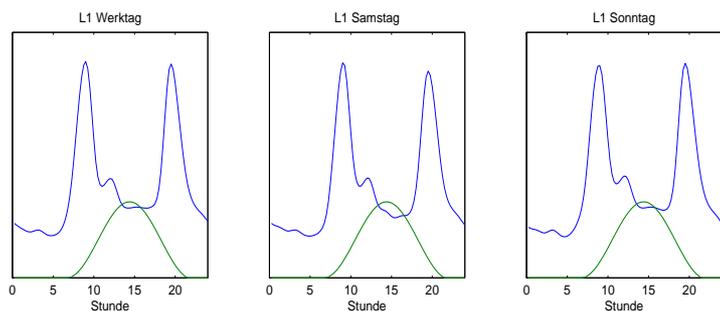
H0: Haushalt



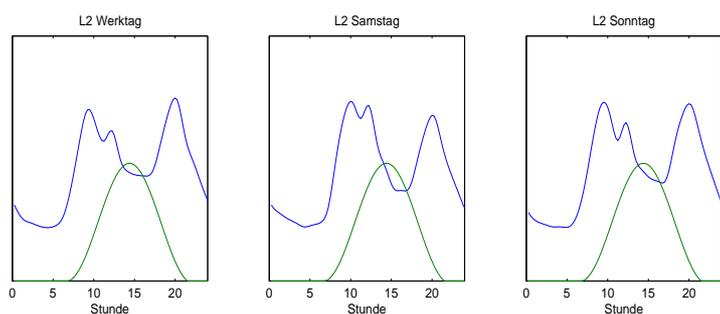
L0: Landwirtschaftsbetriebe



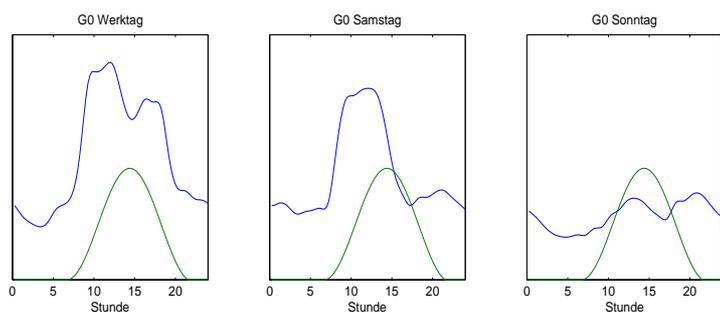
L1: Landwirtschaftsbetriebe Milchwirtschaft/Tierzucht



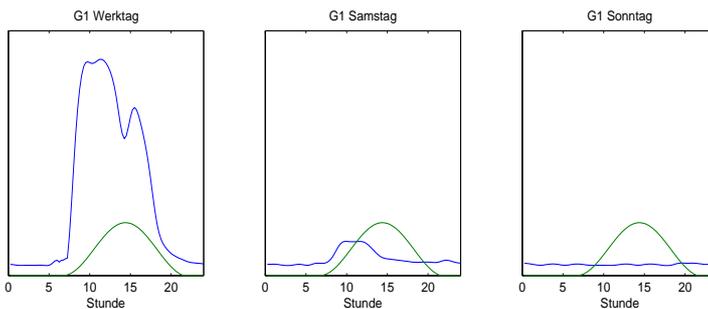
L2: übrige Landwirtschaftsbetriebe



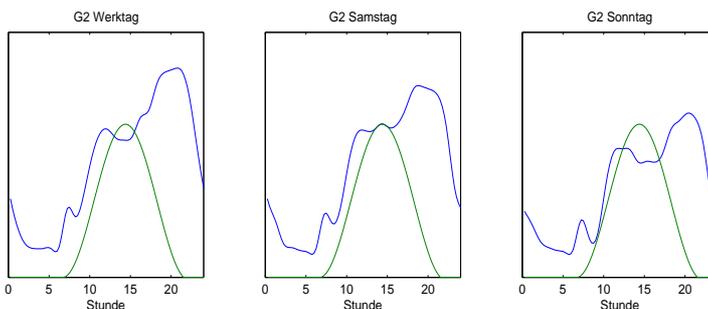
G0: Gewerbe allgemein



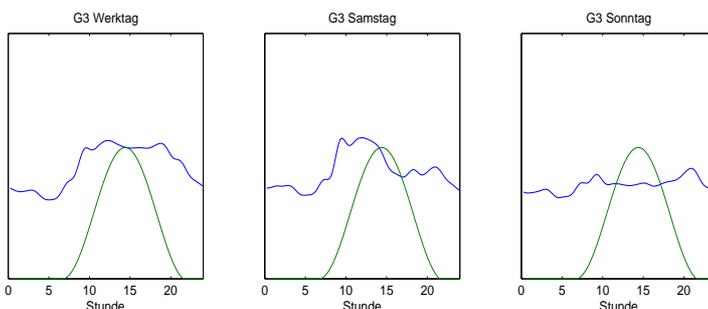
G1: Gewerbe werktags 08:00–18:00



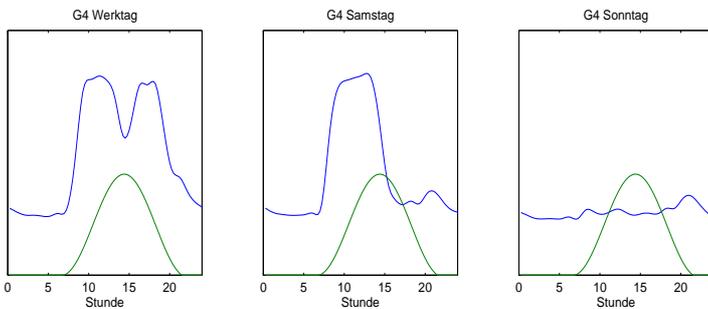
G2: Gewerbe überwiegend in den Abendstunden



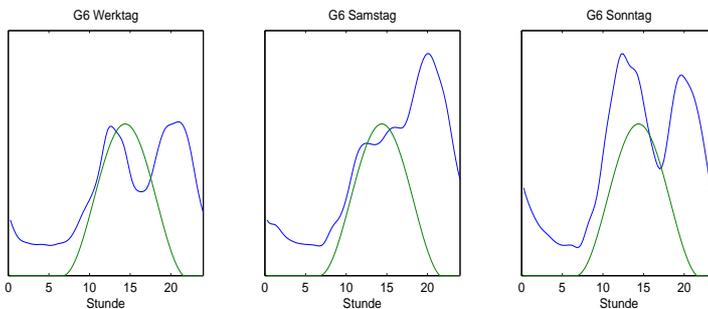
G3: Gewerbe durchlaufend



G4: Laden/Friseur



G5: Bäckerei mit Backstube



G6: Wochenendbetrieb

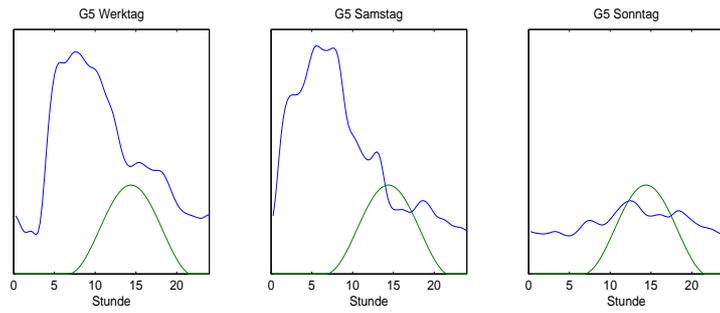


Abbildung 1: Standardlastprofil (blau; Quelle: SWE (2014)) und Erzeugungsprofil PV (grün; Quelle: BDEW-/VDEW (2014))

2.5 Ergebnisse

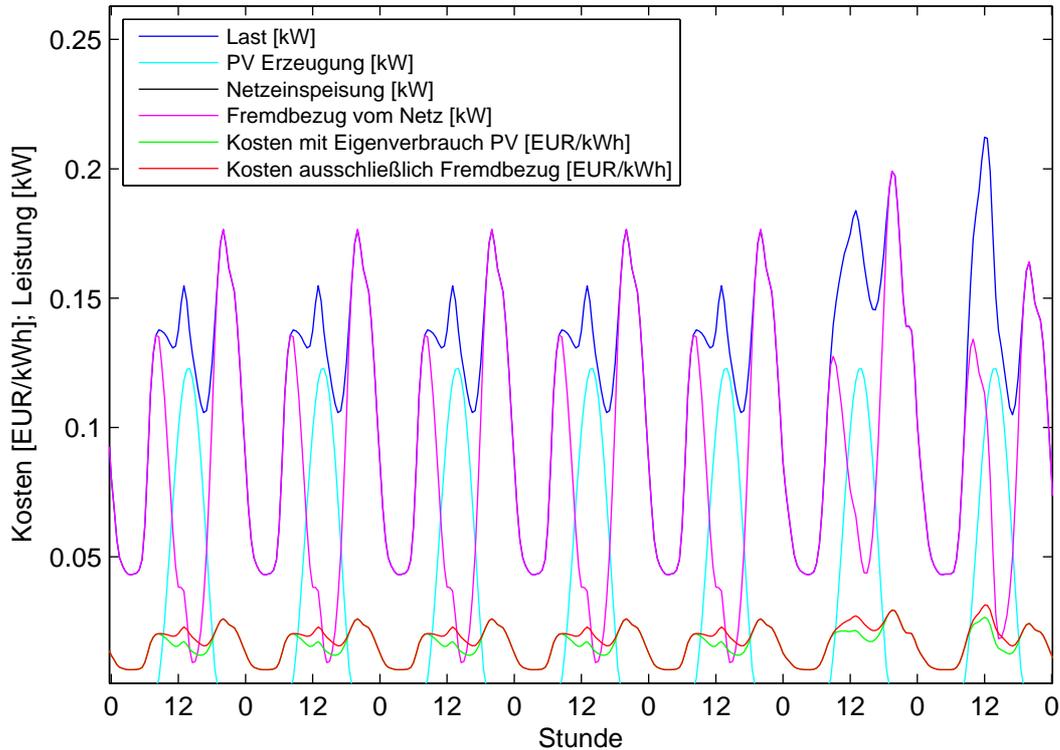


Abbildung 2: Teilbereich des grafisch aufbereiteten Lösungsvektors \mathbf{x} : eine Woche (Mo–So) im Sommer für H0

Abbildung 2 zeigt einen Teilbereich des grafisch dargestellten Lösungsvektors \mathbf{x} . Die Differenz der Integrale der beiden Kurven – ‚Kosten mit Eigenverbrauch PV‘ und ‚Kosten ausschließlich Fremdbezug‘ – ergibt das Kosteneinsparungspotential durch Installation einer PV Anlage mit optimaler Kapazität. Das tatsächliche Kosteneinsparungspotential E in %, bezogen auf die Gesamtkosten, die ohne PV Anlage anfallen würden

$$E = \left(1 - \frac{\min C_{Gesamt}}{\sum_n C_F \cdot l_n \cdot t} \right) \cdot 100 \quad (2.19)$$

ergibt sich aufgrund des Eigenverbrauchs bzw. Netzeinspeisung der Leistung einer PV Anlage. Das Einsparungspotential hängt sehr stark von den Stromgestehungskosten der PV Anlage und damit dem Zeitpunkt der Investition ab. Es soll hier sowohl gezeigt werden, dass bei derzeitiger Kostensituation, in der die Netzparität bereits erreicht worden ist, eine Investition in PV bereits zu wesentlichen Einsparungen führt als auch, in welchem Ausmaß Kosteneinsparungen je Lastprofil möglich sind. Einsparungen kurz

nach Erreichen der Netzparität sind vor allem auf die Annahme jährlich zunehmender Kosten für Fremdleistungsbezug und der Annahme einer zunehmenden Einspeisevergütung zurückzuführen.

Hier und in weiterer Folge wird als PV Anlagenkapazität die Jahresproduktion der PV Anlage in kWh/a verstanden. Eine Umrechnung von kWh in kWp ist möglich aber vom genauen Standort und der Ausrichtung der Anlage abhängig. Der benötigte Flächenbedarf für die Anlage ergibt sich wiederum durch das verwendete Solarmodul. Die Ergebnisse der Optimierungen sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Mit der optimalen Jahresproduktion in kWh können dann je nach Standort die Kapazität in kWp und der Flächenbedarf ermittelt werden.

2.5.1 Einsparungspotential und optimale PV Anlagengröße je Lastprofil

Lastprofil	Kosteneinsparung in % durch PV-Eigenerzeugung	PV Produktion [kWh/a] in % vom Jahresbedarf [kWh/a]
H0 - Haushalt	9,2	32,0
L0 - Landwirtschaftsbetriebe	6,7	25,9
L1 - Landwirtschaftsbetr. Milchwirtschaft/Tierzucht	5,8	21,6
L2 - übrige Landwirtschaftsbetriebe	7,5	28,0
G0 - Gewerbe allgemein	9,3	35,8
G1 - Gewerbe werktags 08:00 bis 18:00 Uhr	6,5	33,3
G2 - Gewerbe überwiegend in den Abendstunden	8,8	32,1
G3 - Gewerbe durchlaufend	8,6	30,3
G4 - Laden / Friseur	8,8	34,6
G5 - Bäckerei mit Backstube	6,7	24,5
G6 - Wochenendbetrieb	9,3	33,5

Tabelle 2: Auswertung Kosteneinsparungspotential und der dazu notwendigen, optimalen PV Kapazität für verschiedene Lastprofile

Die Auswertung ergibt ein über die Lebensdauer der PV Anlage gemitteltetes Kosteneinsparungspotential zwischen 5,8% und 9,3%, bezogen auf die Gesamtkosten, die ohne PV anfallen würden. Man sieht, dass z.B. mit einem Bäckereibetrieb durch einen erhöhten Strombedarf in den späten Abend-/frühen Morgenstunden vergleichsweise geringe Einsparungen möglich sind, wodurch auch die optimale PV Kapazität im Vergleich deutlich geringer ausfällt. Ähnlich ist die Situation für L0 und L1 aufgrund der Lastspitzen in den frühen Morgen- und Abendstunden. Bemerkenswert ist, dass sich in diesem Szenario mit G1, trotz vergleichsweise hoher PV Kapazität, relativ geringe Einsparungen erzielen lassen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass an Werktagen das Profil G1 dem PV Einspeiseprofil relativ gut folgt, wohingegen am Wochenende kaum eine

Auslastung möglich ist. H0, G0 und G6 bieten die besten Voraussetzungen für einen hohen Eigenverbrauch und dadurch Kosteneinsparungen.

Beispielsweise bedeutet dieses Szenario für einen 4-Personen-Haushalt bei einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 4500 kWh und einer errechneten PV Anlagenkapazität von ca. einem Drittel des Gesamtjahresverbrauch in kWh eine benötigte Jahresproduktion von 1500 kWh durch PV. In Österreich erreicht man in etwa je nach Ausrichtung und Modul einen Jahresertrag von ca. 1000 kWh/kWp, siehe PVGIS (2014). Damit stellt eine Anlage mit ca. 1,5 kWp die optimale Investitionsentscheidung für diesen Fall dar.

Da der Planungshorizont von privaten Haushalten oftmals kürzer als die Lebenserwartung einer PV Anlage ist, können PV-Beteiligungsmodelle für Privathaushalte oder öffentliche Förderinstrumente für PV (Niedrigzinsdarlehen, Subventionen, Regulierungen) mögliche Instrumente sein, um den Anteil an Strom aus PV, der durch Privathaushalten erzeugt wird, zu steigern.

2.5.2 Variation der Stromgestehungskosten für PV

Prognosen in Österreich zur Entwicklung der Stromgestehungskosten für PV sind durchaus positiv zu beurteilen. Bis 2018 sollen in Österreich die Kosten jährlich um 7% fallen und ab 2018 um 3,9% pro Jahr. Der Preis für eine kWh Strom aus PV würde demnach im Jahr 2027 auf 0,1€ gefallen sein, siehe AUER/LETTNER (2012).

Durch Variation der Stromgestehungskosten für PV C_{PV} sollen die Auswirkungen auf das Einsparungspotential und die Anlagengröße abgeschätzt werden. Die Auswertung ist in Abbildung 3 ersichtlich, alle Kostenfaktoren, bis auf den Faktor C_{PV} , entsprechen jenen in Tabelle 1.

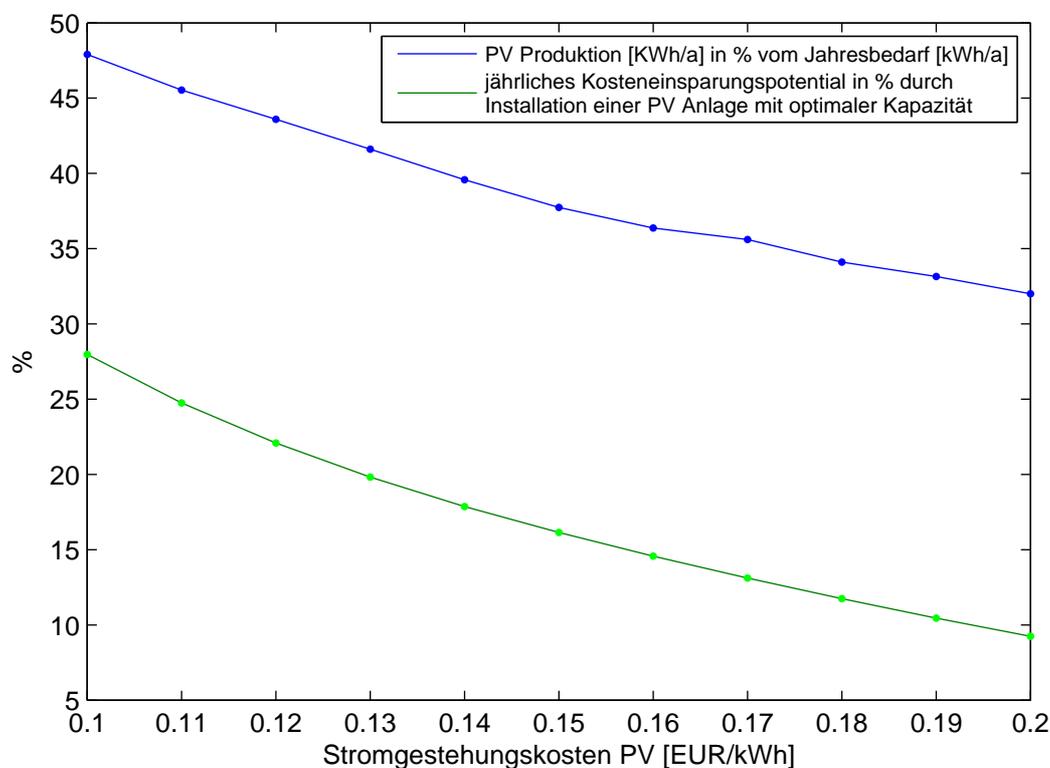


Abbildung 3: Variation der Stromgestehungskosten für PV und Auswirkungen auf die Größe der PV Anlage und das Kosteneinsparungspotential für das Lastprofil H0

In Abbildung 3 ist zu erkennen, dass, wenn die Stromgestehungskosten für PV von 0,2€/kWh auf 0,1€/kWh fallen, der Anteil der PV Produktion – bezogen auf den Gesamtjahresverbrauch – von 32% auf 48% steigt und auch das mittlere jährliche Einsparungspotential von 9,2% auf 28% zunimmt. Der Investitionszeitpunkt stellt somit ein wesentliches Entscheidungskriterium dar. Es wird allerdings immer notwendig sein,

gewisse Annahmen zur Preisentwicklung am Energiemarkt zu treffen, um Investitionsentscheidungen fällen zu können. Wie bereits in der Einleitung erwähnt, ist im Strom-Endkundenpreis ein Netznutzungsentgelt eingepreist, welches durch Eigenverbrauch nicht mitgetragen wird. Außerdem müssen Reservekapazitäten für Stromproduktion aus PV bereitgehalten werden. Es könnte daher zu einer Änderung des derzeit bestehenden Energiemarktdesigns und der Kostenstruktur kommen. Dies macht Prognosen schwierig und stellt für Investitionsentscheidungen ein gewisses Restrisiko dar. Daher wird in Kapitel 4 eine Kostenfunktion für eine PV Anlage mit Speicher abgeleitet, die eine Kostenabschätzung unterschiedlicher Szenarien zulässt.

3 Optimale Kombination von Lastprofilen für Strom aus PV

3.1 Fragestellung

Im letzten Kapitel wurde der Fokus auf den Vergleich einzelner Lastprofile gelegt. In diesem Kapitel soll untersucht werden, welche Kombination aus Standardlastprofilen für das PV Erzeugungsprofil am besten geeignet ist. Der Bedarf soll durch Eigenverbrauch der PV Anlage und Fremdleistungsbezug vom Stromnetz ohne Speicher gedeckt werden. Hauptaugenmerk wird auf die Ermittlung einer Zielgruppe gelegt, die in Summe den Eigenverbrauch einer PV Anlage optimiert. Die Frage nach dem optimalen Kundenportfolio ist für PV Kraftwerksparkbetreiber entscheidend, liefert aber auch für kleinere Gemeinschaftsprojekte Hinweise auf eine sinnvolle Beteiligung unterschiedlicher Verbrauchergruppen.

In diesem Teil werden zwei unterschiedliche Fälle betrachtet:

- Kapitel 3.4.1: Die Last muss durch PV Eigenverbrauch und Fremdleistungsbezug in der Zeit von 0–24h gedeckt werden
- Kapitel 3.4.2: Die Last muss durch PV Eigenverbrauch und Fremdleistungsbezug in der Zeit von 8–20h gedeckt werden. Die restliche Zeit beträgt die Last für die PV Anlage 0 W und soll durch Grundlastkraftwerke getragen werden. Die Wahl fällt auf 8–20h aufgrund der Preissignale am Spotmarkt. Der Hintergrund ist, dass PV nicht als Grundlastkraftwerk geeignet ist und diese auch nicht ersetzen soll. Daher wird angenommen, dass die Last in dieser Zeit für die PV Produktion keine Rolle spielt und von den Grundlastkraftwerken bedient wird. Die in diesem Kapitel errechneten Koeffizienten der unterschiedlichen Lastprofile und damit ein optimaler Lastgang werden für weitere Analysen in Kapitel 4 verwendet.

3.2 Annahmen und Rahmenbedingungen

Ausgangssituation ist ein Szenario, das ungefähr der derzeitigen Kostensituation am österreichischen Markt entspricht. Gesucht ist eine Kombination aus Standardlastprofilen, um den Eigenverbrauch der PV Anlage zu optimieren. Im Unterschied zu Kapitel 2, wo die PV Anlagenkapazität zu optimieren war, ist in diesem Kapitel ein optimaler Lastgang zu gegebener PV Anlagekapazität gesucht. Die Kosten stehen hier nicht im Vordergrund, sondern sollten eher als Modell-Design-Parameter verstanden werden, um ein Szenario zu schaffen, in dem der Eigenverbrauch der PV Anlage optimiert und der

Fremdleistungsbezug sowie die Netzeinspeisung minimiert werden sollen. Die letzten beiden Forderungen stehen im Widerspruch. Die Kostenfaktoren steuern das Verhältnis von Fremdleistungsbezug, Netzeinspeisung und Eigenverbrauch.

Das Ergebnis ist ein Vektor, der zu jedem Standardlastprofil einen Koeffizienten enthält, der den Anteil an der Gesamtlast bestimmt. Die Summe der Lastprofilvektoren, multipliziert mit den ermittelten Koeffizienten, stellt den optimalen Lastgang dar und ergibt ein optimales Kundenportfolio für einen PV Kraftwerkspark ohne Speicher.

$C_{PV} = 0,20$	Stromgestehungskosten PV Anlage (LCOE) [€/kWh]
$C_U = 0,22$	Umsatz [€/kWh]
$C_F = 0,13$ *	Kosten Fremdleistungsbezug [€/kWh]
$C_V = 0,07$	Vergütung für Einspeisung ins Netz [€/kWh]

Tabelle 3: Annahmen basieren auf AUER/LETTNER (2012)

***Anmerkung zu den Kosten für Fremdleistungsbezug:** Da die Kosten für den Fremdleistungsbezug vor allem in Hinblick auf einen möglichen künftigen Kapazitätsmarkt und damit verbundenen Kostenzuschlag für Versorgungssicherheit schwer einzuschätzen sind und das Ergebnis wesentlich von den Kosten für Fremdleistungsbezug abhängt, soll mittels Anpassung dieses Kostenfaktors folgendes erreicht werden: Der Ausgangswert der Kosten für Fremdleistungsbezug soll gleich jenen Kosten sein, die durch Netzeinspeisung entstehen. Dadurch ergibt sich kein Ungleichgewicht zwischen den Kosten für Netzeinspeisung $C_{PV} - C_V$ und Fremdleistungsbezug C_F . Diese Forderung muss bei bekannten Kosten für Fremdleistungsbezug fallen gelassen werden und dient hier nur dazu, dass weder der Fremdleistungsbezug noch die Netzeinspeisung unverhältnismäßig großen Einfluss auf das Kundenportfolio haben, da nicht der Verkauf der PV Leistung am Spotmarkt bzw. der Stromhandel (Fremdleistungsbezug und Verkauf an Kundenportfolio) im Vordergrund stehen. Somit soll gelten:

$$C_F = C_{PV} - C_V \quad (2.20)$$

- Um eine ausreichende Auslastung der PV Anlage zu gewährleisten soll die Summe des Jahresbedarfs aller Lastprofile das 1,5-fache der installierten Jahresproduktion aus PV betragen.

- Mit den Annahmen kann kein Gewinn erwirtschaftet werden, was hier aber nicht von Bedeutung ist. Vielmehr soll eine für die PV Produktion optimale Kombination von Lastprofilen ermittelt werden.
- Die Gesamtkosten können zwar mit dem Modell ermittelt werden, spielen aber für die nachfolgenden Auswertungen keine Rolle und werden nicht abgebildet.
- Es werden pro Jahr nicht 365 Tage, sondern 12 Monate mit jeweils 4 Wochen und 7 Tagen simuliert.
- Die Kosten für Fremdleistungsbezug werden konstant über der Zeit angenommen, auch wenn der Strompreis am Spotmarkt tatsächlich starken Schwankungen unterworfen ist.
- Die Summe der Leistung jedes Lastprofils und der PV Leistung beträgt 1000 kWh/a, die errechneten Koeffizienten sind somit vergleichbar und bilden das gesuchte Ergebnis.
- Eine viertelstündige Zeitauflösung ist für diese Optimierung notwendig, da eine Reduktion und Interpolation der Auflösung der Daten (mittels MATLAB® Funktion *resizem(...)*) zu merklichen Abweichungen führt.
- Die Wochentage T, an denen die PV Erzeugungsleistung und das Lastprofil ident sind, können für die Optimierung zusammengefasst werden. Da die Lastprofile für die Zeit im Winter von 01.11.–20.03., im Sommer von 15.05.–14.09. und in der Übergangszeit zwischen 21.03–14.05. und 15.09–31.10. ident sind, werden diese Zeiten zusammengefasst, um die Matrizen möglichst klein zu halten. Das bedeutet etwa für den März, dass neben den Werktagen 3 Wochen Winter und 1 Woche Übergangszeit zusammengefasst werden können. In den Abbildungen in Kapitel 3.4 ist diese Zusammenfassung von Tagen wieder aufgelöst und jeder Tag einzeln abgebildet.

3.3 Ansatz – lineare Optimierung

Die Gesamtkostenfunktion C_{Gesamt} [€/a] bildet die Zielfunktion der linearen Optimierung und soll minimiert werden:

$$\min C_{Gesamt} = \sum_{n=1}^N [(C_{PV} - C_U) \cdot e_n \cdot t + C_F \cdot f_n \cdot t - (C_V - C_{PV}) \cdot v_n \cdot t]. \quad (3.1)$$

C_{PV}	Stromgestehungskosten PV Anlage (LCOE) [€/kWh]
C_V	Vergütung für Netzeinspeisung [€/kWh]
C_F	Kosten Fremdleistungsbezug [€/kWh]
C_U	Einnahmen [€/kWh]
t	Zeitauflösung des Last- und Erzeugungsprofils [h]
N	Umfang des Datensatzes
\mathbf{e}	$(e_1 \cdots e_n)^T$ Vektor Eigenverbrauch PV Leistung [kW]
\mathbf{f}	$(f_1 \cdots f_n)^T$ Vektor Fremdleistungsbezug [kW]
\mathbf{v}	$(v_1 \cdots v_n)^T$ Vektor Vergütung für Netzeinspeisung [kW]
\mathbf{p}	$(p_1 \cdots p_n)^T$ Vektor des PV Einspeiseprofils [kW]

Die Dimension der Vektoren $\dim(\mathbf{e}, \mathbf{f}, \mathbf{v}, \mathbf{p}) = N$ ist gleich.

Lineare Gleichungen und Ungleichungen bilden die Nebenbedingungen. Die Matrix \mathbf{A}_{eq} , der Lösungsvektor \mathbf{x} und der Vektor \mathbf{b}_{eq} fassen die zu erfüllenden Gleichungen in der Form

$$\mathbf{A}_{eq} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}_{eq} \quad (3.2)$$

zusammen, siehe Gl.(3.18). Analog dazu stellen die Matrix \mathbf{A}_{in} , der Lösungsvektor \mathbf{x} und der Vektor \mathbf{b}_{in} die Ungleichungen in der Form

$$\mathbf{A}_{in} \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{b}_{in} \quad (3.3)$$

dar und werden in Gl. (3.19) definiert.

Es soll nun ein Lösungsvektor \mathbf{x} gefunden werden, dessen Summe aus allen diskreten Werten zum Zeitpunkt n multipliziert mit den Kosten und der Dauer t gemäß Gl. (3.1) unter allen zulässigen Lösungen, die durch die Nebenbedingungen festgelegt sind, die geringsten Gesamtkosten ergibt.

Die Koeffizienten, die je Lastprofil die Gewichtung und dadurch die optimale Kombination der Lastprofile festlegen, werden im Vektor

$$\mathbf{1} = \left(K_{H0} \quad K_{L0} \quad K_{L1} \quad K_{L2} \quad K_{G0} \quad K_{G1} \quad K_{G2} \quad K_{G3} \quad K_{G4} \quad K_{G5} \quad K_{G6} \right)^T \quad (3.4)$$

zusammengefasst und bilden das gesuchte Ergebnis. Die Matrix

$$\mathbf{M} = \begin{pmatrix} H0_1 & L0_1 & L1_1 & L2_1 & G0_1 & G1_1 & G2_1 & G3_1 & G4_1 & G5_1 & G6_1 \\ \vdots & \vdots \\ H0_n & L0_n & L1_n & L2_n & G0_n & G1_n & G2_n & G3_n & G4_n & G5_n & G6_n \end{pmatrix} \quad (3.5)$$

enthält die unterschiedlichen Lastprofile in Summe zu je 1000 kWh/a mit der Dimension $\dim(\mathbf{M}) = \dim(\mathbf{p}) \times 11$.

Es wird ein Koeffizient F eingeführt, der, multipliziert mit dem Vektor des PV Standardeinspeiseprofils \mathbf{p} , dessen Summe 1000 kWh beträgt, einen Gewichtungsfaktor darstellt.

Gleichungen

Der Eigenverbrauch der PV Produktion e_n und die Netzeinspeisung v_n müssen zu jedem Zeitpunkt der erzeugten PV Leistung $p_n \cdot F$ entsprechen:

$$e_n + v_n = p_n \cdot F. \quad (3.6)$$

Der Eigenverbrauch \mathbf{e} und der Fremdleistungsbezug \mathbf{f} müssen zu jedem Zeitpunkt dem Bedarf $\mathbf{M} \cdot \mathbf{1}$ entsprechen:

$$\mathbf{e} + \mathbf{f} = \mathbf{M} \cdot \mathbf{1}. \quad (3.7)$$

Die Jahresproduktion der PV Anlage ist durch den Faktor

$$F = 1 \quad (3.8)$$

fix vorgegeben, was in diesem Fall eine PV Produktion von jährlich 1000 kWh/a bedeutet.

Die Summe der Jahreslast soll dem 1,5-fachen der Summe der PV Produktion entsprechen. Da die PV Produktion laut Gl. (3.8) 1000 kWh/a entspricht und jedes Lastprofil ebenfalls in Summe 1000 kWh/a aufweist, muss die Summe des Vektors mit den 11 Koeffizienten für die Lastprofile, siehe Gl. (3.4), dem Faktor 1,5 entsprechen:

$$\sum_1^{11} l_n = 1,5. \quad (3.9)$$

Ungleichungen

Der Eigenverbrauch \mathbf{e} muss kleiner gleich dem Produkt aus der Kombination der Lastprofile \mathbf{M} multipliziert mit den gesuchten Gewichtungskoeffizienten \mathbf{l} sein:

$$\mathbf{e} \leq \mathbf{M} \cdot \mathbf{l}. \quad (3.10)$$

Der Eigenverbrauch e_n muss kleiner gleich der PV Leistung $p_n \cdot F$ sein:

$$e_n \leq p_n \cdot F. \quad (3.11)$$

Alle Größen müssen positiv sein:

$$F, e_n, f_n, v_n \geq 0. \quad (3.12)$$

Ansatz

Der Lösungsvektor

$$\mathbf{x} = \begin{pmatrix} \mathbf{e} \\ \mathbf{f} \\ \mathbf{v} \\ \mathbf{l} \\ F \end{pmatrix} \quad (3.13)$$

wird definiert.

Die Matrix

$$\mathbf{A}_{\text{eq}} = \begin{pmatrix} \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{m,11} & -\mathbf{p} \\ \mathbf{I}_n & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{M} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{1,n} & \mathbf{0}_{1,n} & \mathbf{0}_{1,n} & \mathbf{0}_{1,11} & 1 \\ \mathbf{0}_{1,n} & \mathbf{0}_{1,n} & \mathbf{0}_{1,n} & \mathbf{s} & 0 \end{pmatrix} \quad (3.14)$$

mit der Einheitsmatrix $\mathbf{I}_n = \begin{pmatrix} 1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & 1 \end{pmatrix}$, $\mathbf{I}_n \in \mathbb{R}^{n \times n}$, $n = \dim(\mathbf{p})$,

der Nullmatrix $\mathbf{0}_{mn} = \begin{pmatrix} 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & 0 \end{pmatrix}$, $\mathbf{0}_{mn} \in \mathbb{R}^{m \times n}$, $n = m = \dim(\mathbf{p})$ und dem summieren-

den Zeilenvektor $\mathbf{s} = (1 \cdots 1)$ mit $\dim(\mathbf{s}) = \dim(\mathbf{l}) = 11$ und der Vektor

$$\mathbf{b}_{\text{eq}} = \begin{pmatrix} \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{m,1} \\ 1 \\ 1,5 \end{pmatrix} \quad (3.15)$$

ergeben sich aus Gl. (3.6)–(3.9). Die Matrix

$$\mathbf{A}_{\text{in}} = \begin{pmatrix} \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{M} & \mathbf{0}_{mn} \\ \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{p} \end{pmatrix} \quad (3.16)$$

und der Vektor

$$\mathbf{b}_{\text{in}} = \begin{pmatrix} \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{m,1} \end{pmatrix} \quad (3.17)$$

ergeben sich aus Gl. (3.10)–(3.11).

Zusammenfassend lauten die Nebenbedingungen:

$$\begin{pmatrix} \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{m,11} & -\mathbf{p} \\ \mathbf{I}_n & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{M} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{1,n} & \mathbf{0}_{1,n} & \mathbf{0}_{1,n} & \mathbf{0}_{1,11} & 1 \\ \mathbf{0}_{1,n} & \mathbf{0}_{1,n} & \mathbf{0}_{1,n} & s & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{e} \\ \mathbf{f} \\ \mathbf{v} \\ \mathbf{1} \\ F \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{m,1} \\ 1 \\ 1,5 \end{pmatrix}, \quad (3.18)$$

$$\begin{pmatrix} \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{M} & \mathbf{0}_{mn} \\ \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{p} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{e} \\ \mathbf{f} \\ \mathbf{v} \\ \mathbf{1} \\ F \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{m,1} \end{pmatrix}, \quad (3.19)$$

und die zu minimierende Zielfunktion ergibt sich aufgrund Gl. (3.1) zu:

$$C_{Gesamt} = \begin{pmatrix} (C_{PV} - C_U) \cdot \mathbf{e} \\ C_F \cdot \mathbf{f} \\ (C_{PV} - C_V) \cdot \mathbf{v} \\ \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{m,1} \end{pmatrix}^T. \quad (3.20)$$

Bezüglich der in diesem Kapitel verwendeten Standardlastprofile und des verwendeten PV Erzeugungsprofils wird auf Kapitel 2.4 verwiesen.

3.4 Ergebnisse

Das Ergebnis – der Vektor \mathbf{x} – lässt sich veranschaulichen, indem das PV Erzeugungsprofil und die einzelnen gewichteten Lastprofile sowie das Gesamtlastprofil grafisch über der Zeit dargestellt werden.

3.4.1 Lastgang 0–24h

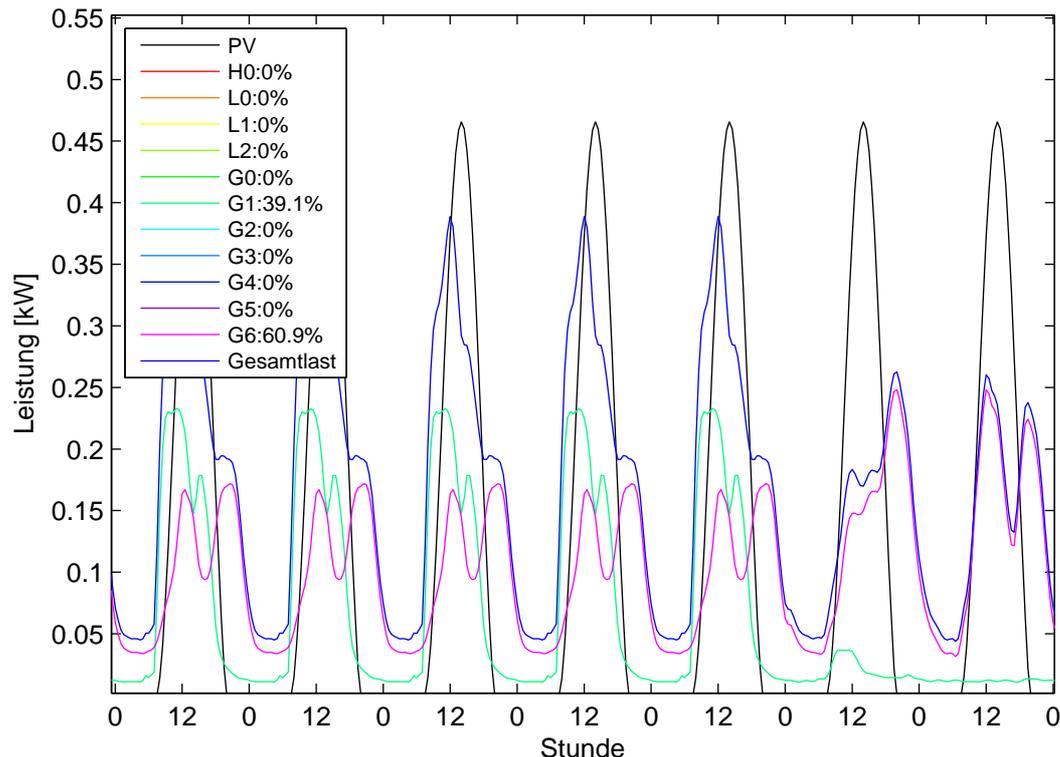


Abbildung 4: Teilansicht des grafisch aufbereiteten Lösungsvektors \mathbf{x} : eine Woche in der Übergangszeit (Mo–So); Ergebnisse in %, bezogen auf die Summe der Gesamtlast

Abbildung 4 zeigt die grafische Auswertung des Lösungsvektors \mathbf{x} für eine Woche. Soll die Last in der Zeit von 0–24h gedeckt werden, so zeigt sich, dass das optimale Kundenportfolio zu 39% aus Standardlastprofil G1 (Gewerbe werktags 8–18h) und zu 61% aus Standardlastprofil G6 (Gewerbe Wochenendbetrieb) besteht. Diese beiden Profile ergänzen sich gegenseitig am Wochenende und werktags und folgen dem PV Erzeugungsprofil am besten. Das Verhältnis G0 zu G6 hängt stark von dem geforderten Verhältnis zwischen PV Produktion und der Jahreslast ab, siehe dazu Gl. (3.9).

3.4.2 Lastgang 8–20h

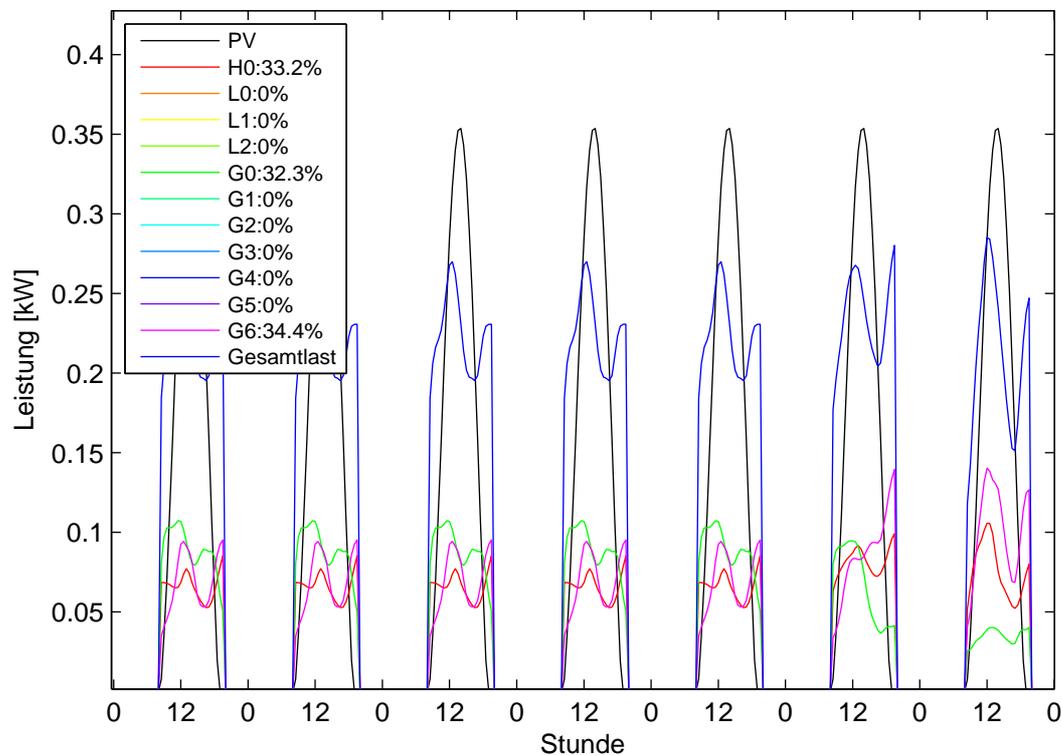


Abbildung 5: Teilansicht des grafisch aufbereiteten Lösungsvektors x : eine Woche in der Übergangszeit (Mo–So); Ergebnisse in %, bezogen auf die Summe der Gesamtlast

Abbildung 5 zeigt eine Woche der optimalen Kombination aus Standardlastprofilen, deren Bedarf in der Zeit von 8–20h gedeckt werden soll. Außerhalb dieser Zeiten übernehmen Grundlastkraftwerke die Stromproduktion. Das optimale Portfolio aus Lastprofilen besteht ungefähr zu je einem Drittel aus H0, G0 und G6. Das Portfolio kann als Bilanzgruppe verstanden werden, aber auch für PV Kleinprojekte liefert eine Kombination von Gewerbe mit Werktagsbetrieb sowie Gewerbe mit Wochenendbetrieb und Privathaushalten eine Optimierung des Eigenverbrauches in der Zeit von 8–20h. Die Anteile von H0, G0 und G6 variieren je nach gefordertem Verhältnis zwischen PV Produktion und der Jahreslast, siehe Gl. (3.9).

4 PV und Jahresspeicher – Unabhängigkeit von konventionellen Kraftwerken

PV hat einen wesentlichen Nachteil durch die Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung. Um dennoch eine vorgegebene Last bedienen zu können, gibt es verschiedene Möglichkeiten, um in jener Zeit, in der die PV Erzeugung nicht ausreicht, den Bedarf zu decken:

- Fremdleistungsbezug/Erzeugung durch anderen Kraftwerke/Kapazitätsmarkt
- Energiespeicher
- Abschaltbare Lastprofile/Load response/Demand Side Management

In diesem Kapitel wird der Betrieb einer PV Anlage mit einem Energiespeicher analysiert. Dazu soll das in Kapitel 3.4.2 ermittelte Kundenportfolio nur mit Strom aus PV und einem Jahresspeicher bedient werden. Im Mittelpunkt der Analyse steht die minimal notwendige Speicherkapazität, die zur Unabhängigkeit von konventionellen Kraftwerken erforderlich ist, um einen Ganzjahresbetrieb zu gewährleisten.

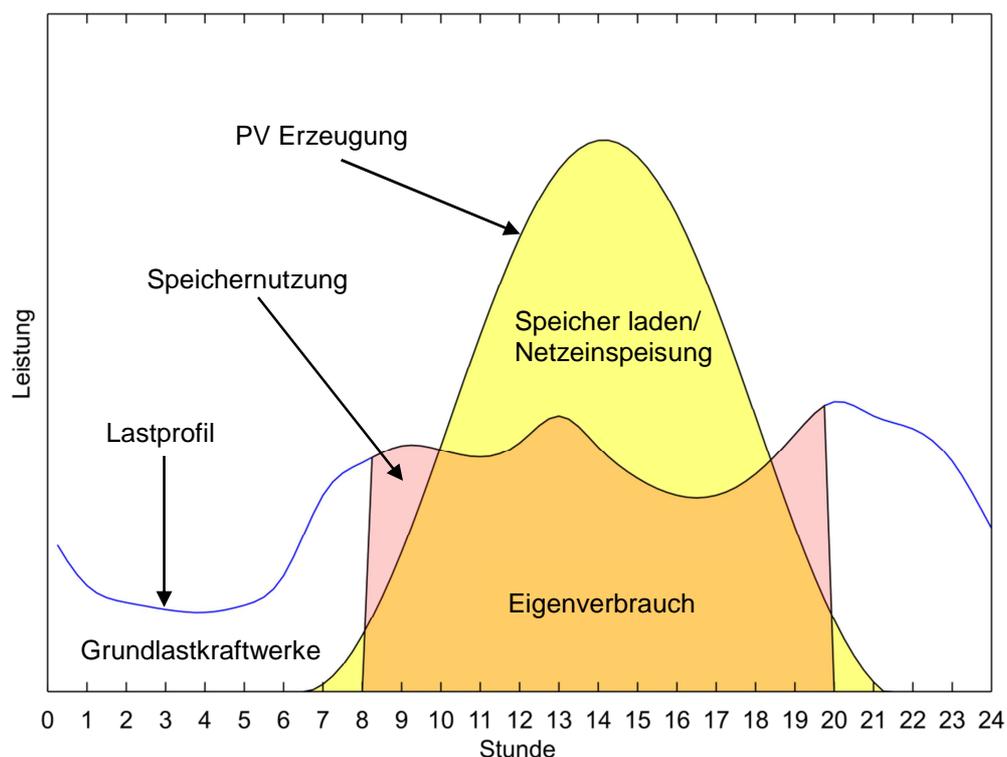


Abbildung 6: Grundschemata eines Tages der Verteilung von Last, Erzeugung und Speicherung

Grundlastkraftwerke sollen in diesem Szenario nicht ersetzt werden, weshalb die Last nur in der Zeit von 8–20h durch PV und Speicher gedeckt werden soll, siehe dazu Abbildung 6. Die Wahl dieses Zeitfensters bietet sich aufgrund der täglichen Lastverteilung und der dadurch bedingten Preissignale am Spotmarkt an. Ein positiver Nebeneffekt ist der Umstand, dass sich die Stromproduktion aus PV und der größte Strombedarf am Tag meist im ungefähr gleichen Zeitfenster befinden.

4.1 Fragestellung

Es wird analysiert, welche Kapazität ein Speicher in Kombination mit einer PV Anlage mindestens aufweisen muss, um ein bestimmtes Lastprofil ein Jahr ohne Fremdleistungsbezug bedienen zu können und, um mindestens einen Tag ohne Sonne (Stromproduktion aus PV=0 W) auszukommen. Diese Frage soll nur vom Verhältnis der PV Anlagenkapazität zum Jahresbedarf bestimmt und nicht von den einzelnen Kostenfaktoren beeinflusst werden, um die minimale, aber notwendige Speicherobergrenze zu ermitteln. Danach kann durch Variation der PV Anlagenkapazität eine Regressionsanalyse durchgeführt werden, um eine Kostenfunktion zu erhalten.

Es stehen nicht die Gesamtkosten für eine unabhängige Stromerzeugung mit Speicher im Vordergrund, da derzeit eine Kombination aus PV mit Jahresspeicher nicht konkurrenzfähig ist, siehe NIELS EHLERS (2011). Fremdleistungsbezug stellt die günstigere Alternative dar. Es soll ermittelt werden, welche Speicherkapazität prinzipiell notwendig ist, um einen unabhängigen Betrieb mit einem Energiespeicher möglich zu machen und eine Kostenfunktion zu ermitteln, in die, unabhängig von aktuellen Kosten, sämtliche Kostenfaktoren als Variablen eingesetzt werden können. Mithilfe dieser Kostenfunktion kann ein Kostenoptimum analytisch errechnet werden, wodurch die Speicherkapazität und die PV Anlagenkapazität festgelegt werden.

Das Ziel besteht darin, eine für beliebige Kostenszenarien geeignete Kostenfunktion zu erstellen, um PV als unabhängige Technologie präsentieren zu können. Die durch einen Speicher erreichbare Unabhängigkeit von konventionellen Kraftwerken macht die in der Einleitung erwähnten Nachteile von PV hinfällig.

In Hinblick auf einen Kapazitätsmarkt ist durch die ermittelte, notwendige Speicherkapazität eine Abschätzung der nötigen Reservekapazitäten möglich und, je nach Zertifikatskosten für Reservekapazitäten, auch der Zusatzkosten.

4.2 Annahmen und Rahmenbedingungen

Das Modell erstreckt sich über den Zeitraum eines Jahres und soll die Speicherobergrenze auf das absolute Minimum optimieren. Damit das sichergestellt ist, müssen die Gesamtkosten hauptsächlich durch die Speicherobergrenze bestimmt werden. Es ergibt sich dadurch eine minimale, aber notwendige Kapazität für den Jahresspeicher, die einen unabhängigen Betrieb für die Zeit von 8–20h möglich macht.

In weiterer Folge wird die PV Anlagenkapazität variiert, um den Einfluss auf die Änderung der Speicherobergrenze zu bestimmen. Dabei wird zusätzlich die gesamte von dem Speicher bezogene Leistung und die gesamte ins Netz eingespeiste Leistung ausgewertet. Durch eine Regressionsanalyse lassen sich danach analytische Funktionen ableiten.

Das für dieses Modell verwendete Lastprofil ist die Kombination der im Kapitel 3.4.2 errechneten optimalen Kombination von Standardlastprofilen für die Zeit von 8–20h. Die jährliche Summe des Lastprofils beträgt 1000 kWh/a und besteht zu 33,2% aus Standardlastprofil H0, zu 32,3% aus G0 und zu 34,4% aus G6.

$C_{PV} = 0,20$	Stromgestehungskosten PV Anlage (LCOE) [€/kWh]
$C_V = 0,07$	Vergütung für Einspeisung ins Netz [€/kWh]
$C_S = 0,10$	Kosten für die Nutzung des Speichers in [€/kWh]
$I_S = 50$	Investitionskosten Speicher [€/kWh/a]

Tabelle 4: Annahmen der Kosten

Anmerkung zu den Kosten:

Da als Ergebnis der linearen Optimierung nicht die Gesamtkosten als solche, sondern die minimale Speicherobergrenze gesucht ist, spielen die Annahmen zu den Kostenfaktoren eine untergeordnete Rolle. Die extrem hohen Investitionskosten $I_S = 50$ stellen lediglich sicher, dass es optimal ist, die Speicherobergrenze auf ein Minimum zu reduzieren. Eine Änderung von C_{PV} , C_V oder C_S innerhalb plausibler Grenzen ändert nichts an dem Ergebnis der minimal notwendigen Speicherobergrenze sowie der Netzeinspeisung oder Speichernutzung. Das Modell kann jedoch im Kapitel 4.4.4 zur Überprüfung von Gl. (4.31) herangezogen werden.

- Die Optimierung wird unter der Nebenbedingung durchgeführt, dass genug Speicherreserve vorhanden sein muss, um einen ganzen Tag die Last decken zu können, auch wenn die Leistung der PV Anlage 0 W ist.
- Der Speicherfüllstand am Ende des Jahres muss gleich dem Füllstand am Anfang des Jahres sein.
- In diesem Szenario wird nicht von den an der Strombörse gehandelten Tarifen ausgegangen, sondern von einem fixen Kundenportfolio, welches durch PV bedient werden muss.
- Die Preise variieren nicht im Tagesverlauf.
- Um die Lade- und Entladezyklen zu minimieren, sind Wirkungsgrade vorgesehen. Hier angenommene Wirkungsgrade: Einspeichern 95%, Entladen: 95%. Abhängig von der Art des Speichers ergeben sich bei Batteriespeichern Gesamtwirkungsgrade zwischen 82% und 92%, siehe AHLERT (2009).
- Es werden stellvertretend für ein Jahr 336 Tage simuliert, dies ergibt sich aus dem Modell, in dem mit 12 Monaten zu je 4 Wochen mit jeweils 7 Tagen gerechnet wird. Die Abweichung der Tage im Vergleich zu einem Kalenderjahr wirkt sich vor allem auf die Speicherobergrenze für den Fall einer sehr geringen installierten PV Leistung ($R_{PV,L} = P_{PV} / L = 1,2$) aus, da in diesem Fall in den Monaten November bis Februar der Speicher kontinuierlich entladen wird. Es ergibt sich durch eine Fehlerabschätzung bei linearer Entnahme für 112 Tage, anstatt für 121 Tage, ein maximaler relativer Fehler $\frac{\Delta y}{y} = \frac{\Delta x}{x}$ von 8%.

4.3 Ansatz – Lineare Optimierung

Die Gesamtkostenfunktion C_{Gesamt} [€/a] bildet die Zielfunktion der linearen Optimierung und soll minimiert werden:

$$\min C_{Gesamt} = \sum_{n=1}^N [C_{PV} \cdot (e_n + s_{l,n}) \cdot t + (-C_V + C_{PV}) \cdot v_n \cdot t + C_S \cdot s_{e,n} \cdot t] + S_{\max} \cdot I_S \quad (4.1)$$

C_{PV}	Stromgestehungskosten der PV Anlage (LCOE) [€/kWh]
C_V	Vergütung für Netzeinspeisung [€/kWh]
C_S	Kosten für die Nutzung des Speichers [€/kWh]
S_{\max}	Speicherkapazität bzw. minimal notwendige Speicherobergrenze [kWh]
I_S	Speicherkosten unabhängig von der Nutzung [€/kWh/a]
t	Zeitauflösung des Last- und Erzeugungsprofils [h]
N	Umfang des Datensatzes
\mathbf{e}	$(e_1 \cdots e_n)^T$ Vektor Eigenverbrauch PV Leistung [kW]
\mathbf{v}	$(v_1 \cdots v_n)^T$ Vektor Vergütung für Netzeinspeisung [kW]
\mathbf{p}	$(p_1 \cdots p_n)^T$ Vektor des PV Einspeiseprofils [kW]
\mathbf{l}	$(l_1 \cdots l_n)^T$ Lastvektor [kW]
\mathbf{s}_f	$(s_{f,1} \cdots s_{f,n})^T$ Vektor Speicherfüllstand [kWh]
\mathbf{s}_l	$(s_{l,1} \cdots s_{l,n})^T$ Vektor Ladeleistung Speicher [kW]
\mathbf{s}_e	$(s_{e,1} \cdots s_{e,n})^T$ Vektor Entnahmeleistung Speicher [kW]

Die Dimension der Vektoren $\dim(\mathbf{e}, \mathbf{v}, \mathbf{p}, \mathbf{s}_e, \mathbf{s}_l, \mathbf{s}_f, \mathbf{l}_{\text{res}}, \mathbf{l}) = N$ ist gleich.

Lineare Gleichungen und Ungleichungen bilden die Nebenbedingungen. Die Matrix \mathbf{A}_{eq} , der Lösungsvektor \mathbf{x} und der Vektor \mathbf{b}_{eq} fassen die zu erfüllenden Gleichungen in der Form

$$\mathbf{A}_{\text{eq}} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}_{\text{eq}} \quad (4.2)$$

zusammen, siehe Gl.(4.21). Analog dazu stellen die Matrix \mathbf{A}_{in} , der Lösungsvektor \mathbf{x} und der Vektor \mathbf{b}_{in} die Ungleichungen in der Form

$$\mathbf{A}_{\text{in}} \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{b}_{\text{in}} \quad (4.3)$$

dar und werden in Gl. (4.22) definiert.

Es wird ein Koeffizient F eingeführt, der, multipliziert mit dem Vektor des PV Standardeinspeiseprofiles \mathbf{p} , dessen Summe 1000 kWh beträgt, einen Gewichtungsfaktor darstellt und als Parameter variiert werden kann.

Es soll nun ein Lösungsvektor \mathbf{x} gefunden werden dessen Summe aus allen diskreten Werten zum Zeitpunkt n multipliziert mit den Kosten und der Dauer t gemäß Gl. (4.1) unter allen zulässigen Lösungen, die durch die Nebenbedingungen festgelegt sind, die geringsten Gesamtkosten ergibt.

Gleichungen

Der Speicherfüllstand $s_{f,n}$ zum Zeitpunkt $n+1$ muss dem Speicherfüllstand zum Zeitpunkt n und der Ladeleistung $s_{l,n}$ abzüglich der Entladeleistung $s_{e,n}$ multipliziert mit der Zeitdauer unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade entsprechen:

$$s_{f,n+1} = s_{f,n} + \eta \cdot s_{l,n} \cdot t - \frac{1}{\eta} \cdot s_{e,n} \cdot t. \quad (4.4)$$

Der Lastvektor

$$\mathbf{l} = 0,332 \cdot \mathbf{h0} + 0,323 \cdot \mathbf{g0} + 0,344 \cdot \mathbf{g6} \quad (4.5)$$

besteht zu jeweils ca. einem Drittel aus den Vektoren $\mathbf{h0}$ (Standardlastprofil H0), $\mathbf{g0}$ (Standardlastprofil G0) und $\mathbf{g6}$ (Standardlastprofil G6). Die Last l_n muss zu jedem Zeitpunkt durch Eigenverbrauch der Leistung aus PV e_n und der entnommen Leistung des Speichers $s_{e,n}$ gedeckt werden:

$$l_n = s_{e,n} + e_n. \quad (4.6)$$

Die PV Leistung p_n multipliziert mit dem Gewichtungsfaktor F muss dem Eigenverbrauch e_n , der Ladeleistung $s_{l,n}$ und der Netzeinspeisung v_n entsprechen:

$$v_n + s_{l,n} + e_n = p_n \cdot F. \quad (4.7)$$

Ungleichungen

Der Eigenverbrauch e_n muss kleiner gleich der PV Leistung $p_n \cdot F$ sein:

$$e_n \leq p_n \cdot F. \quad (4.8)$$

Der Eigenverbrauch e_n muss kleiner gleich der Last l_n sein:

$$e_n \leq l_n. \quad (4.9)$$

Die Ladeleistung $s_{l,n}$ muss kleiner gleich der PV Leistung $p_n \cdot F$ sein:

$$s_{l,n} \leq p_n \cdot F. \quad (4.10)$$

Die Obergrenze des Speichers S_{\max} entspricht dem Maximum des Speicherfüllstandvektors \mathbf{s}_f :

$$s_{f,n} \leq S_{\max}. \quad (4.11)$$

Die Netzeinspeisung v_n muss kleiner gleich der PV Leistung $p_n \cdot F$ sein:

$$v_n \leq p_n \cdot F. \quad (4.12)$$

Die Matrix \mathbf{L}_r legt fest, zu welchem Zeitpunkt der Speicherfüllstand einen Minimumwert, die Reservekapazität, nicht unterschreiten darf. Der Vektor \mathbf{l}_{res} bestimmt, wie groß die Reservekapazität sein muss. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Forderung nach einer minimalen Speicherreserve eingehalten wird. Der Vektor enthält für jeden Tag um 20h die Summe der für den darauffolgenden Tag errechneten Gesamtlast. Die Ungleichung lautet:

$$-\mathbf{L}_r \cdot \mathbf{s}_f \leq -\mathbf{l}_{\text{res}}, \quad (4.13)$$

mit der Dimension $\dim(\mathbf{L}_r) = \dim(\mathbf{l}) \times \dim(\mathbf{l})$ und $\dim(\mathbf{l}_{\text{res}}) = \dim(\mathbf{l})$.

Alle Größen müssen positiv sein:

$$F, v_n, e_n, s_{l,n}, s_{e,n}, s_{f,n}, S_{\max} \geq 0. \quad (4.14)$$

Ansatz

Der Lösungsvektor

$$\mathbf{x} = (\mathbf{e} \quad \mathbf{v} \quad \mathbf{s}_e \quad \mathbf{s}_l \quad \mathbf{s}_f \quad F \quad S_{\max})^T \quad (4.15)$$

wird definiert. Die Matrix

$$\mathbf{A}_{\text{eq}} = \begin{pmatrix} \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & -\frac{1}{\eta} \cdot t \cdot \mathbf{I}_n & \eta \cdot t \cdot \mathbf{I}_n & \mathbf{S} & \mathbf{0}_{m,1} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{m,1} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{I}_n & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{p} & \mathbf{0}_{m,1} \end{pmatrix} \quad (4.16)$$

mit der Einheitsmatrix $\mathbf{I}_n = \begin{pmatrix} 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & 1 \end{pmatrix}$, $\mathbf{I}_n \in \mathbb{R}^{n \times n}$, $n = \dim(\mathbf{l})$,

der Nullmatrix $\mathbf{0}_{mn} = \begin{pmatrix} 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & 0 \end{pmatrix}$, $\mathbf{0}_{mn} \in \mathbb{R}^{m \times n}$, $n = m = \dim(\mathbf{l})$, und der Matrix \mathbf{S} so-

wie der Vektor

$$\mathbf{b}_{\text{eq}} = \begin{pmatrix} \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{l} \\ \mathbf{0}_{m,1} \end{pmatrix} \quad (4.17)$$

ergeben sich aus Gl. (4.4)–(4.7). Die Matrix

$$\mathbf{S} = \begin{pmatrix} -1 & 0 & \dots & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & -1 & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & 1 & -1 \end{pmatrix} \quad (4.18)$$

mit $\dim(\mathbf{S}) = \dim(\mathbf{l}) \times \dim(\mathbf{l})$ ergibt sich aus Gl.(4.4). Die erste Zeile der Matrix \mathbf{S} ergibt sich aus der Forderung, dass der Speicherfüllstand am Ende des Jahres jenem in der ersten Viertelstunde am Anfang des Jahres entsprechen muss.

Die Matrix

$$\mathbf{A}_{\text{in}} = \begin{pmatrix} \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{P} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{m,1} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{P} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{m,1} & -\mathbf{i} \\ \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{P} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{L}_{\text{res}} & \mathbf{0}_{m,1} & \mathbf{0}_{m,1} \end{pmatrix} \quad (4.19)$$

mit dem Spaltenvektor $\mathbf{i} = (1 \cdots 1)^T$ mit $\dim(\mathbf{i}) = \dim(\mathbf{l})$ und der Vektor

$$\mathbf{b}_{\text{in}} = \begin{pmatrix} \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{i} \\ \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{m,1} \\ -\mathbf{l}_{\text{res}} \end{pmatrix} \quad (4.20)$$

ergeben sich aus Gl. (4.8)–(4.12).

Zusammenfassend lauten die Nebenbedingungen:

$$\begin{pmatrix} \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & -\frac{1}{\eta} \cdot t \cdot \mathbf{I}_n & \eta \cdot t \cdot \mathbf{I}_n & \mathbf{S} & \mathbf{0}_{m,1} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{m,1} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{I}_n & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{p} & \mathbf{0}_{m,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{e} \\ \mathbf{v} \\ \mathbf{s}_e \\ \mathbf{s}_l \\ \mathbf{s}_f \\ F \\ S_{\max} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{1} \\ \mathbf{0}_{m,1} \end{pmatrix}, \quad (4.21)$$

$$\begin{pmatrix} \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{p} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{m,1} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{p} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{m,1} & -\mathbf{i} \\ \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{I}_n & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{p} & \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & \mathbf{0}_{mn} & -\mathbf{L}_{\text{res}} & \mathbf{0}_{m,1} & \mathbf{0}_{m,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{e} \\ \mathbf{v} \\ \mathbf{s}_e \\ \mathbf{s}_l \\ \mathbf{s}_f \\ F \\ S_{\max} \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{i} \\ \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{m,1} \\ \mathbf{0}_{m,1} \\ -\mathbf{1}_{\text{res}} \end{pmatrix}, \quad (4.22)$$

und die zu minimierende Zielfunktion ergibt sich aufgrund Gl. (4.1) zu:

$$C_{\text{Gesamt}} = \begin{pmatrix} C_{PV} \cdot \mathbf{e} \\ (C_{PV} - C_V) \cdot \mathbf{v} \\ C_S \cdot \mathbf{s}_e \\ C_{PV} \cdot \mathbf{s}_l \\ \mathbf{0}_{m,1} \\ 0 \\ I_S \end{pmatrix}^T. \quad (4.23)$$

Bezüglich der in diesem Kapitel verwendeten Standardlastprofile und des verwendeten PV Erzeugungsprofils wird auf Kapitel 2.4 verwiesen.

4.4 Ergebnisse

Die PV Anlage muss mindestens den gesamten Jahresbedarf decken sowie die durch Wirkungsgrade des Speicherladens und -entladens entstehenden Verluste abdecken können. Daher muss die gesamte PV Produktion um mehr als $\sim 10\%$ größer sein als der Jahresbedarf, oder gleichbedeutend, darf das Verhältnis der Jahresproduktion aus PV in kWh/a zum Jahresbedarf in kWh/a,

$$R_{PV,L} = \frac{F \cdot \sum_n p_n}{\sum_n l_n} \geq 1,1, \quad (4.24)$$

den Wert 1,1 nicht unterschreiten.

Wenn nicht anders angegeben, sind die PV Jahresproduktion, die Speicherobergrenze, die gesamte Speichernutzung über das Jahr und die jährliche Netzeinspeisung auf den Jahresbedarf normiert.

4.4.1 Verlauf Speicherfüllstand

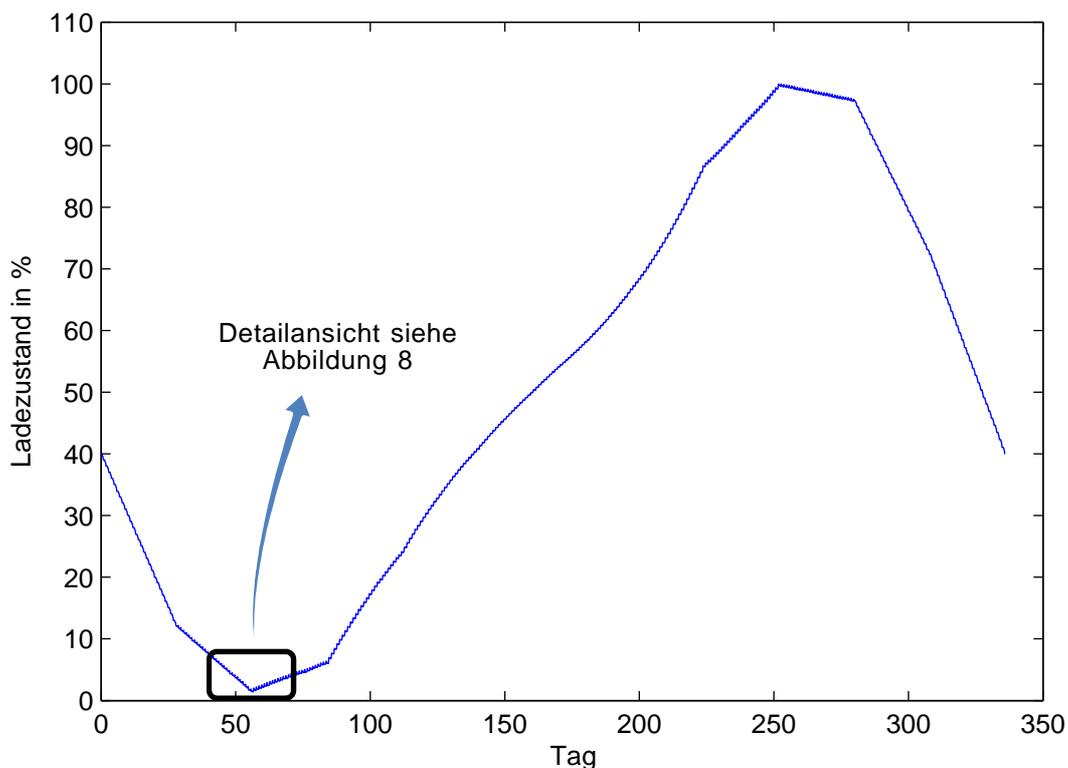


Abbildung 7: Verlauf des Speicherfüllstandes über ein Jahr, $R_{PV,L}=1,25$

In Abbildung 7 ist der Verlauf des Speicherfüllstandes über ein Jahr ersichtlich. Die PV Anlage produziert in diesem Beispiel 25% mehr Strom als im gesamten Jahr benötigt wird. In den Monaten November bis inklusive Februar findet in Summe eine fast vollständige Entladung des Speichers statt. Das Minimum wird durch die Nebenbedingung festgelegt, dass mindestens ein Tag ohne Sonne zu überbrücken sein muss. Wird als Speicher ein Akku verwendet, ist eine Tiefentladung zu vermeiden, was bei der Kapazitätsbemessung zusätzlich zu berücksichtigen ist. In den Monaten Mai bis September produziert die PV Anlage einen Überschuss, der ins Netz eingespeist wird und den Speicher lädt. Hätte diese Konfiguration nur einen Tagesspeicher, um tägliche Schwankungen auszugleichen, dann liefert das minimal notwendige Speichermaximum einen Hinweis darauf, wieviel Kapazität über das Jahr betrachtet die Anlage nicht selbst bereitzustellen vermag. Das ist in Hinblick auf einen Kapazitätsmarkt eine relevante Größe, da Reservekapazitäten dafür bereitgestellt werden müssen.

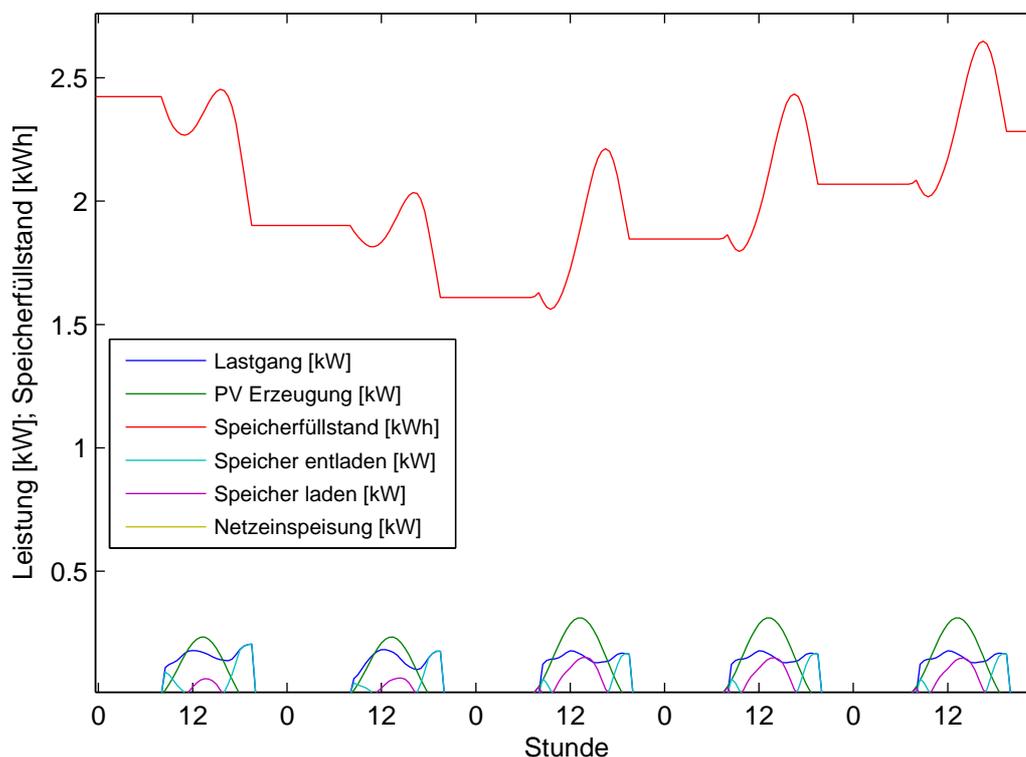


Abbildung 8: Beispielhafter Verlauf des Speicherfüllstandes für einige Tage (Ende Februar und Anfang März) mit sprunghafter Änderung des Einspeiseprofils ($R_{PV,L}=1,25$)

In Abbildung 8 ist eine Teilauswertung zu Zeiten, in denen der Speicher den minimalen Füllstand erreicht hat, zu sehen. Die täglichen Schwankungen resultieren aus der Differenz zwischen PV Erzeugung und Bedarf. Die Differenz am Ende zweier aufeinander-

folgenden Tage ist ein Hinweis darauf, wie viel Speicherkapazität ein Tagesspeicher nicht auszugleichen vermag (Abbildung 8: Tag 1 und 2) bzw. ob Überschuss produziert wird (Abbildung 8: Tag 3–8). Die sprungartige Änderung der Tendenz des Speicherfüllstandes (Abbildung 8: Tag 2–3) resultiert aus dem Monatswechsel und damit einem geänderten PV Standard-Einspeiseprofil.

4.4.2 Minimal notwendige Speicherkapazität

Je größer die PV Kapazität im Verhältnis zum Bedarf ist, umso kleiner fällt der benötigte Speicher aus und umgekehrt. Diese Abhängigkeit soll hier untersucht und ausgewertet werden. Dazu wird die PV Anlagengröße schrittweise erhöht und eine Optimierung durchgeführt. Abbildung 9 zeigt den Zusammenhang zwischen der auf den Jahresbedarf normierten PV Jahresproduktion und die dafür minimal notwendige Speicherkapazität. Zusätzlich ist die Netzeinspeisung bezogen auf die PV Produktion ersichtlich, deren Anteil bei steigender PV Anlagengröße zunimmt. Beispielsweise bedeutet eine PV Stromproduktion, die dem zweimaligen Jahresbedarf entspricht, dass die Speicherkapazität mindestens 11% des Jahresbedarfs in kWh betragen muss und ca. 45% der PV Leistung ins Netz eingespeist werden. 5% würden durch Speicherverluste verloren gehen. Es sind exponentielle Kurven zu erkennen, die im nächsten Schritt durch Regression analysiert werden.

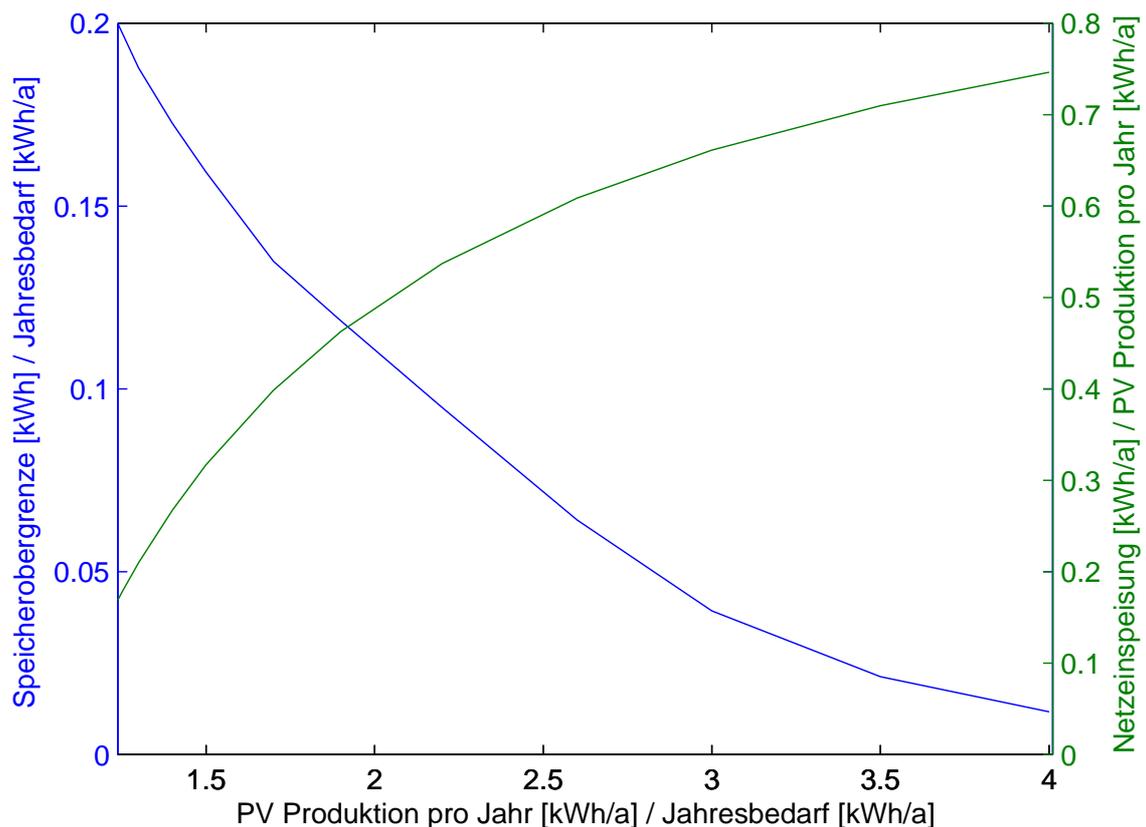


Abbildung 9: Variation der PV Leistung und Ermittlung der Speicherobergrenze

4.4.3 Regressionsanalyse

Der durch lineare Optimierung erhaltene Zusammenhang zwischen installierter PV Leistung, Speicherobergrenze, Speichernutzung und Netzeinspeisung liefert die Möglichkeit, eine Regressionsanalyse durch Auswertung unterschiedlicher Optimierungsergebnisse durchzuführen. Dadurch erhält man Funktionen für die Speicherobergrenze und die Summen von Speichernutzung und Netzeinspeisung in Abhängigkeit des Verhältnisses der PV Produktion zum Jahresbedarf.

Folgende Variablenbezeichnungen werden in diesem Kapitel verwendet:

$P = F \cdot t \cdot \sum_n p_n$	Gesamtproduktion aus PV pro Jahr [kWh/a]
$L = t \cdot \sum_n l_n$	Jahresbedarf der Last [kWh/a]
$V = t \cdot \sum_n v_n$	Netzeinspeisung bzw. Summe verkaufter Energie aus PV [kWh/a]
$S = t \cdot \sum_n s_n$	Gesamte Speichernutzung pro Jahr [kWh/a]
$R_{PV,L} = \frac{P}{L}$	Verhältnis Gesamtproduktion PV/Jahresbedarf
$R_{SM,L} = \frac{S_{\max}}{L}$	Verhältnis Speichermaximum/Jahresbedarf
$R_{V,PV} = \frac{V}{P}$	Verhältnis Netzeinspeisung/Gesamtproduktion PV
$R_{S,L} = \frac{S}{L}$	Verhältnis Gesamt-Speichernutzung/Jahresbedarf

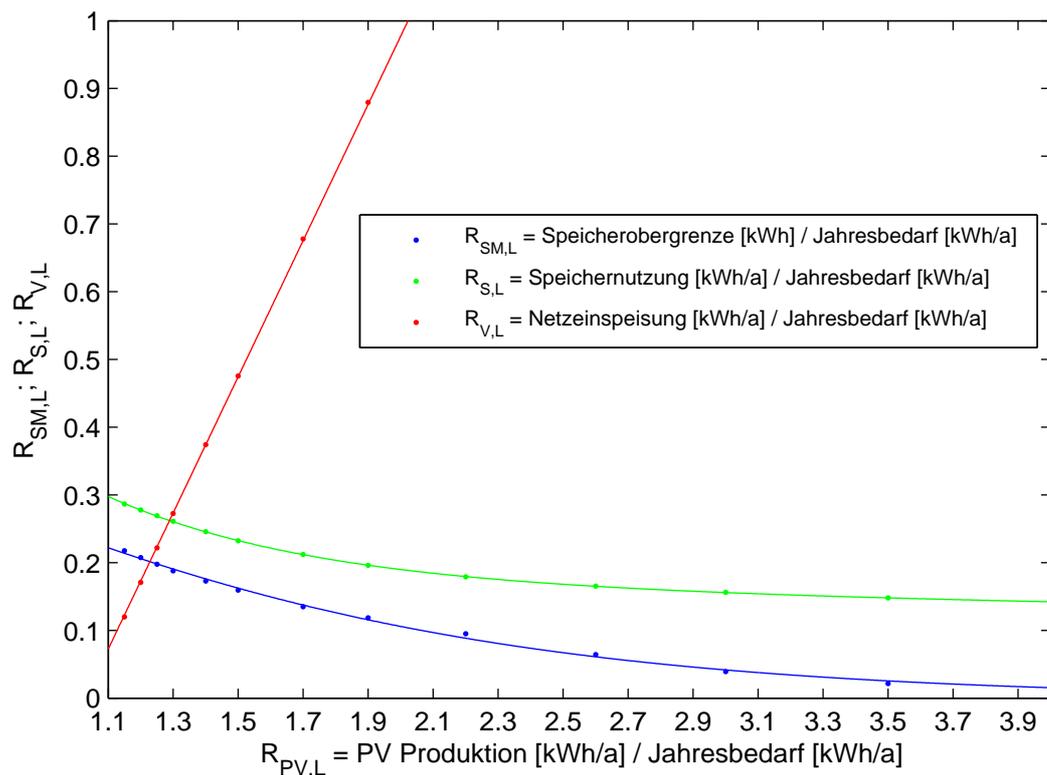


Abbildung 10: Ergebnis der Optimierungen und Regression

In Abbildung 10 sind die Zusammenhänge der PV Anlagengröße, Speicherobergrenze und Netzeinspeisung ersichtlich. Sämtliche Werte sind auf den Jahresbedarf normiert. Beispielsweise bedeutet der Wert $R_{PV,L} = 1,5$, dass die PV Anlage 150% des Jahresbedarfs an Strom erzeugen kann, dass (1) die Speicherkapazität mindestens 16% des Jahresbedarfs in kWh betragen muss, (2) insgesamt ca. 23% der Jahreslast aus dem Speicher gedeckt werden, der Rest der Jahreslast durch Eigenverbrauch gedeckt wird und (3) die Netzeinspeisung ca. 47% der Jahreslast in kWh beträgt.

Eine exponentielle Regression ergibt für die Speicherobergrenze die Funktion:

$$R_{SM,L}(R_{PV,L}) = 0,586 \cdot \exp(-0,866 \cdot R_{PV,L}), \quad (4.25)$$

und für die Summe der jährlich durch den Speicher gedeckten Last:

$$R_{S,L}(R_{PV,L}) = 0,744 \cdot \exp(-1,579 \cdot R_{PV,L}) + 0,177 \cdot \exp(-0,0581 \cdot R_{PV,L}). \quad (4.26)$$

Eine lineare Regression ergibt für die Netzeinspeisung folgenden Zusammenhang:

$$R_{V,L}(R_{PV,L}) = 1,005 \cdot R_{PV,L} - 1,033. \quad (4.27)$$

Alle 3 Funktionen haben als Variable $R_{PV,L}$, die auf den Jahresbedarf normierte PV Produktion. Dadurch gelingt es, in Kapitel 4.4.4 eine Kostenfunktion zu erstellen und ein lokales Minimum in Abhängigkeit dieser Variable zu finden.

4.4.4 Trade-Off zwischen Speicherobergrenze und PV Kapazität

Die Leistung der PV Anlage wird einerseits direkt genutzt, andererseits zuerst gespeichert und dann wieder dem Speicher entnommen. Die Kosten für den Eigenverbrauch bestehen lediglich aus den Stromgestehungskosten für PV C_{PV} . Die Speicherkosten können aufgrund der ermittelten Speicherobergrenze S_{\max} [kWh] und der Summe der entnommenen Speicherleistung S [kWh/a] in kurzfristige Speicherkosten C_{sk} und Zusatzkosten für langfristige Speicherung C_{sl} aufgeteilt werden, da diese je nach Speicherzeit unterschiedlich hoch sind. Beispielsweise könnten ein Pumpwasserkraftwerk jährliche Schwankungen und ein Akku-Tagesspeicher tägliche Schwankungen ausgleichen. Die Kosten für entnommen Speicherleistung bestehen somit aus den Stromgestehungskosten für PV C_{PV} [€/kWh], den kurzfristigen Speicherkosten C_{sk} [€/kWh] und den Zusatzkosten für langfristige Speicherung C_{sl} [€/kWh/a].

Die Gesamtkosten K_{Gesamt} [€/a] setzen sich aus den Stromgestehungskosten für PV C_{PV} , abzüglich der Einspeisevergütung C_V [€/kWh] und den Speicherkosten zusammen:

$$K_{Gesamt} = C_{PV} \cdot P + C_{sk} \cdot S - C_V \cdot V + S_{\max} \cdot C_{sl}. \quad (4.28)$$

Einsetzen der durch Regression ermittelten Gleichungen, Gl. (4.25)–(4.27), in Gl. (4.28) ergibt:

$$\begin{aligned} K_{Gesamt}(R_{PV,L}) = & C_{PV} \cdot L \cdot R_{PV,L} + C_{sk} \cdot L \cdot R_{Sp,L}(R_{PV,L}) + \\ & (-C_V) \cdot L \cdot R_{V,L}(R_{PV,L}) + C_{sl} \cdot L \cdot R_{SM,L}(R_{PV,L}) \end{aligned} \quad (4.29)$$

oder

$$\begin{aligned} K_{Gesamt}(R_{PV,L}) = & C_{PV} \cdot L \cdot R_{PV,L} + \\ & C_{sk} \cdot L \cdot [0,744 \cdot \exp(-1,579 \cdot R_{PV,L}) + 0,177 \cdot \exp(-0,0581 \cdot R_{PV,L})] + \\ & (-C_V) \cdot L \cdot [1,005 \cdot R_{PV,L} - 1,033] + C_{sl} \cdot L \cdot [0,586 \cdot \exp(-0,866 \cdot R_{PV,L})] \end{aligned} \quad (4.30)$$

Durch Ableiten der Kostenfunktion $K_{Gesamt}(R_{PV,L})$ nach dem Verhältnis PV Kapazität zu Jahresbedarf $R_{PV,L}$ und Nullsetzen kann ein lokales Minimum gefunden werden:

$$\begin{aligned} \frac{dK_{Gesamt}}{dR_{PV,L}} = & C_{PV} + (-C_V) \cdot 1,005 + C_{sl} \cdot [-0,507 \cdot \exp(-0,866 \cdot R_{PV,L})] + \\ & C_{sk} \cdot [-1,175 \cdot \exp(-1,579 \cdot R_{PV,L}) - 0,0103 \cdot \exp(-0,0581 \cdot R_{PV,L})] = 0 \end{aligned} \quad (4.31)$$

Zu beachten ist die Nebenbedingung $R_{PV,L} \geq 1,1 \quad \forall R_{PV,L} \in \mathbb{R}$. Wird diese Bedingungen durch Ermittlung des lokalen Minimums nicht erfüllt, so gilt $R_{PV,L} = 1,1$ da zur Deckung des Jahresbedarfs die PV Kapazität mindestens um $\sim 10\%$ größer sein muss.

Gleichung (4.31) erlaubt es, die optimale Kapazität der PV Anlage zu finden, um die Gesamtkosten zu minimieren – in Abhängigkeit von den in die Gleichung einzusetzen- den Stromgestehungskosten für PV, der Einspeisevergütung, den kurzfristigen C_{sk} und den Mehrkosten für langfristige Speicherung C_{sl} .

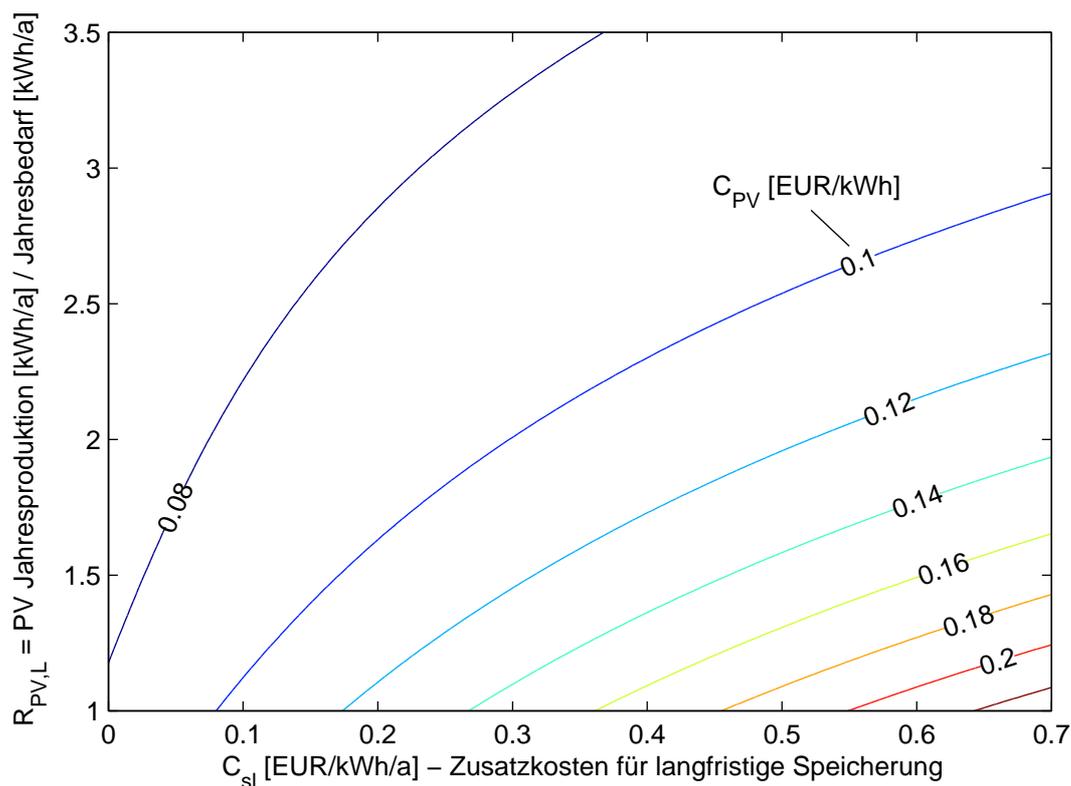


Abbildung 11: Auswertung Gl. (4.31) für unterschiedliche Stromgestehungskosten für PV. Annahmen: kurzfristige Speicherkosten $C_{sk}=0,05$ €/kWh; Einspeisevergütung $C_v=0,07$ €/kWh

In Abbildung 11 wurde die Gl. (4.31) mit kurzfristigen Speicherkosten von 0,05 €/kWh und einer Einspeisevergütung von 0,07 €/kWh grafisch ausgewertet. Die Isolinien für unterschiedliche Stromgestehungskosten für PV C_{PV} ergeben in Abhängigkeit der Mehrkosten für langfristige Speicherung das optimale Verhältnis zwischen der PV Jahresproduktion und dem Jahresbedarf. Dadurch erhält man im ersten Schritt die optimale PV Anlagenkapazität. Im zweiten Schritt kann über Gl. (4.25) die benötigte Speicherobergrenze gefunden werden. Bei Stromgestehungskosten PV wie aktuell von ca. 0,2 €/kWh wäre eine PV Anlagengröße über dem absoluten Minimum $R_{PV,L} \approx 1,1$ erst

sinnvoll, wenn die Mehrkosten für langfristige Speicherung höher als 0,6 €/kWh sind. Ein anderer Fall ergibt sich bspw. bei Mehrkosten für langfristige Speicherung von 0,3 €/kWh und C_{PV} von 0,1 €/kWh. Dann wäre das optimale Verhältnis Jahresproduktion PV in kWh/a zu Jahresbedarf in kWh/a ca. 2, sodass sich laut Abbildung 10 oder Gl. (4.25) eine notwendige Speicherkapazität von ca. 12% des Jahresbedarfs in kWh ergibt.

Allgemein lässt sich festhalten, dass bei derzeitiger Kostensituation die PV Anlagengröße nicht wesentlich über dem absoluten Minimum zur Deckung des Jahresbedarfs liegen sollte, da die Kosten für Netzeinspeisung $C_{PV} - C_{ein}$ zu hoch sind. Die Situation ändert sich erst, wenn die Stromgestehungskosten PV deutlich sinken und dadurch die Netzeinspeisung einen geringeren Kostenfaktor darstellt. In diesem Fall findet ein Trade-Off zwischen den Speicherkosten und den Kosten für Netzeinspeisung statt und bestimmt das Verhältnis $R_{PV,L}$.

4.4.5 Kapazitätzertifikate

Das Ergebnis der Regressionsanalyse in Kapitel 4.4.3 lässt auch Aussagen über Zusatzkosten für eine PV Anlage im Falle eines Kapazitätsmarktes zu. Es wird davon ausgegangen, dass die PV Anlage keinen Jahresspeicher, sondern einen Tagesspeicher hat, um tägliche Fluktuationen der Sonneneinstrahlung und der Last auszugleichen. Die über das Jahr benötigte zusätzliche Kapazität, die vor allem in den Monaten November bis Februar benötigt wird, kann über die Speicherobergrenze (4.25) abgeschätzt werden, da diese Leistung von der PV Anlage und einem Tagesspeicher nicht selbst bereitgestellt werden kann. Somit ist es möglich, je nach Verhältnis von PV Produktion zu Jahresbedarf, der in der Zeit von 08–24h gedeckt werden muss, die Zusatzkosten, die durch Kapazitätzertifikate anfallen würden, zu errechnen.

Die Zusatzkosten können in Gl. (4.25) eingesetzt und folgendermaßen errechnet werden:

$$K_{\text{Reserve}}(R_{PV,L}) = L \cdot 0,586 \cdot \exp(-0,866 \cdot R_{PV,L}) \cdot C_{\text{Zertifikat}} \quad (4.32)$$

5 Schlussfolgerung

Die in dieser Arbeit für die Analyse verwendeten Standardlastprofile und die Methode der linearen Optimierung erwies sich als zweckmäßig, um das Kosteneinsparungspotential durch Installation einer PV Anlage verschiedener Verbrauchergruppen zu vergleichen (Kapitel 2). Auch für das Modell einer unabhängigen PV Anlage mit Speicher und Ermittlung einer Kostenfunktion (Kapitel 4) stellte sich die Herangehensweise als geeignet heraus. Die Optimierung in Kapitel 3 – die Ermittlung einer optimalen Kombination aus Lastprofilen für eine PV Anlage – wies eine hohe Sensibilität in Abhängigkeit der getroffenen Annahmen auf weshalb in diesem Fall eine Verallgemeinerung schwierig bzw. eine weitergehende, fallspezifische Analyse mit möglichst umfangreichen Daten notwendig ist.

Die Analyse hat gezeigt, dass bei derzeitiger Kostensituation für PV, unter der Annahme steigender Kosten für Strombezug und für Einspeisung der Überschussleistung aus PV, im jährlichen Mittel für manche Lastprofile knapp 10% an Kosten eingespart werden können. Die derzeitige Kostensituation bietet für viele Verbraucher ausreichend Anreize um in PV zu investieren. Es zeigte sich das größte Kosteneinsparungspotential für H0 (Haushalt), G0 (Gewerbe allgemein) und G6 (Gewerbe werktags 8–18h). Auch eine Kombination dieser 3 Lastprofile, für das Szenario in dem die Last von 8–20h bedient werden muss, stellte sich als optimal heraus, wenn die einzelnen Profile zu je einem Drittel vertreten sind. Als weiteres Ergebnis ist auf die Kostenfunktion in Kapitel 4.4.4 zu verweisen, mithilfe derer ein Kostenminimum und das optimale Verhältnis von Speicherkapazität und PV Kapazität für einen unabhängigen Betrieb einer PV Anlage mit Speicher ermittelt werden kann. Die derzeitige Kostensituation erlaubt es zwar nicht, einen Ganzjahresspeicher zu betreiben aber im Falle weiter sinkender Stromgestehungskosten und fallender Speicherkosten können unterschiedlichste Kostenszenarien ausgewertet werden und auf Gesamtkosten überprüft werden.

Für einen künftig möglichen Kapazitätsmarkt bietet die Analyse in Kapitel 4.4.5 die Möglichkeit einer Kostenabschätzung für Reservekapazitäten, die von anderen Kraftwerken bereitgestellt werden müssen.

Insgesamt bietet der aktuelle Trend, hin zu einer stetig steigenden Integration von PV Anlagen in das bestehende Verteilernetz, aus Verbrauchersicht ein nennenswertes Kosteneinsparungspotential. Aber auch neuere Entwicklungen wie etwa Smart Grids – die intelligente Vernetzung von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung von elektrischer

Energie, die Kombination von PV und Windenergie sowie Demand Side Management und eine steigende Integration von E-Mobility in das Verteilernetz bieten Raum für neue Konzepte. In diesem Bereich besteht noch weiterer Forschungs- und Analysebedarf.

6 Literaturverzeichnis

AHLERT, K.-H. 2009: *Wirtschaftlichkeit dezentraler Stromspeicher-Systeme*. Eine ökonomische Analyse räumlich verteilter Speicher beim Endverbraucher. In: *Solarzeitalter* 21, 31–37.

AUER, H.; G. LETTNER 2012: *Realistic roadmap to PV grid parity for all target countries*. Vienna University of Technology - Energy Economics Group.

BDEW-/VDEW: *Lastprofilverfahren Strom*. <http://www.vsg-netz.de/vsgnetz/Stromnetz/Lastprofilverfahren.php>. 01.09.2014.

BODE, S.; H.-M. GROSCURTH 2013: *Zur vermeintlichen "Grid Parity" von Photovoltaik Anlagen*. In: *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN* 7.

EPIA: *The Carbon Footprint, The Energy Pay Back Time*. <http://www.epia.org/news/fact-sheets/>. 02.03.2014.

EWI 2012: *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*.

IEA: *PVPS Report*. Snapshot of Global PV 1992-2013. Preliminary Trends Information from the IEA PVPS Programme. http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2013_-_final_3.pdf. 26.06.2014.

NIELS EHLERS 2011: *Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung*. Dissertation. Berlin.

PVGIS: *Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps*. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>. 01.09.2014.

SWE: *EnBW-EV0 Photovoltaik*. <https://swe-emmendingen.de/netz/strom-netz/lastprofile/>. 01.09.2014.