Die approbierte Originalversion dieser Diplom-/Masterarbeit ist in der Hauptbibliothek der Technischen Universität Wien aufgestellt und zugänglich.
http://www.ub.tuwien.ac.at

The approved original version of this diploma or master thesis is available at the main library of the Vienna University of Technology.
http://www.ub.tuwien.ac.at/eng

TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN
Vienna University of Technology

Energy Economics Group

Thomas Leberer

Wirtschaftlich optimale Auslegung von PV-Anlage und dezentralem Speicher bei zeitvariablem Bezugstarifangebot

Diplomarbeit

Technische Universität Wien
Institute of Energy Systems and Electrical Drives
Energy Economics Group

Betreuer: Privatdoz. Dipl.-Ing. Dr.techn. Johann Auer
Assistent: Univ.Ass. Dipl.-Ing. BSc Andreas Fleischhacker

Wien, November 2015

Statutory Declaration

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Wien, _____ _____

Date Signature

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Wien, am _____ _____

Datum Unterschrift

Danksagung

Ich möchte mich hiermit bei allen bedanken, die mir in meiner Studienzeit geholfen und mich unterstützt haben, besonders bei meiner Familie und Freunden, die in schwierigen Zeiten zu mir gestanden sind. Des weiteren bedanke ich mich für die hervorragende Betreuung am Institut durch den Diplomarbeitsbetreuer und Assistenten, welche für die Erstellung dieser Arbeit und meinem Studienabschluss ihre Energie eingesetzt haben.

Abstract

We are facing increasing challenges in the energy system, which are in consequence of rising fluctuating energy feed of renewables. Decentralized storages are provided to stabilize energy networks and increasing self-consumption of photovoltaic energy systems. Special tariff plans are able to create financial incentives for storage systems and offer more flexible energy networks. Examinations of tariff models and subsidies take place to provide economically meaningful investments. The method for analyses and evaluations of different tariffs and scenarios is realised with optimization models using Matlab calculations. The net price value (NPV) and results of various case studies are leading to economical improvements due to further implementations of TOU- and RTP-tariffs, combining PV and storage systems. Thus, storage systems in households, are providing ecological benefits, while improvements of lifespan and cost reductions of the systems, with special tariff plans can provide economic competitiveness in the future.

Kurzfassung

Die wachsende fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien, führt zu Herausforderungen im Energiesystem. Dezentrale Speicher können die Netze stabilisieren und den Eigenverbrauch von PV-Anlagen erhöhen. Spezielle Tarifmodelle können finanzielle Anreize für Speichersysteme liefern und das Energienetz flexibler betreiben. In dieser Arbeit sollen Tarifmodelle und Förderungen untersucht werden, um Investitionen wirtschaftlicher tätigen zu können. Durch Optimierungsmodelle in Matlab werden verschiedenste Tarifmodelle und Szenarien untersucht und bezüglich der Wirtschaftlichkeit ausgewertet. Die Barwerte und Ergebnisse der Fallstudien zeigen, dass bei Einführung von TOU-, oder RTP-Tarifmodellen, in Kombination mit optimierten PV- und Speichersystemen Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Somit können Speichersysteme in Haushalte bereits, wirtschaftliche Vorteile bringen und in Zukunft durch Verbesserungen der Lebensdauer und Vergünstigungen der Systeme, bei speziellen Tarifmodellen wirtschaftlich konkurrenzfähig werden.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung **1**
- 1.1. Motivation . . . 1
- 1.2. Forschungsfrage . . . 3

2. State of the Art: Speichersysteme und Tarifmodelle **5**
- 2.1. Speichertechnologien . . . 5
  - 2.1.1. Speichersysteme für Haushalte mit PV . . . 8
  - 2.1.2. Innovationen und Entwicklungen der Speicher . . . 10
- 2.2. Netzdienstleistungen von dezentralen Speichern . . . 13
- 2.3. Tarifdesign . . . 15

3. Methode **21**
- 3.1. Technisches Modell . . . 21
- 3.2. Wirtschaftliches Modell . . . 27
- 3.3. Skalierung des Modells . . . 30
  - 3.3.1. Wahl der Ein- und Ausgangsgrößen . . . 30
  - 3.3.2. Tarifmodelle . . . 35
  - 3.3.3. Parameter . . . 44

4. Ergebnisse **47**
- 4.1. Fallstudien . . . 47
  - 4.1.1. Standard-Tarif (Flat) . . . 47
  - 4.1.2. Einstufiger Time-Of-Use Tarif (TOU) . . . 55
  - 4.1.3. Zweistufiger Time-Of-Use Tarif (TOU) . . . 60
  - 4.1.4. Dreistufiger Time-Of-Use Tarif (TOU) . . . 65
  - 4.1.5. Zweistufiger Time-Of-Use Tarif für Sommer und Winter (TOU) . . . 69
  - 4.1.6. Kundenabhängiger Tarif (TOU/RTP Hybrid) . . . 72
  - 4.1.7. Real-Time-Pricing Tarif nach EPEX-Spotmarkt (RTP) . 76

4.2. Wirtschaftliche Gegenüberstellung 84
4.2.1. Allgemeine Wirtschaftlichkeitsberechnungen 84
4.2.2. Barwerte und Wirtschaftlichkeit 88
4.3. Sensitivitätsanalyse 95
4.3.1. Optimale Größe von PV und Speicher 101
4.3.2. Optimale Größe von Speicher ohne PV Anlage 102

5. Schlussfolgerungen **105**

Literatur **107**

A. Graphiken und Diagramme **111**
A.1. Einstufiger Tarif (TOU) 111
A.2. Zweistufiger Tarif (TOU) 113
A.3. Dreistufiger Tarif (TOU) 115
A.4. Zweistufiger Sommer- Winter- Tarif (TOU) 118
A.5. Kundenabhängiger Tarif (TOU/RTP Hybrid) 121
A.6. EPEX Tarif (RTP) mit Leistungsanstiegsbegrenzung 124
A.7. Zweistufiger Tarif (TOU), ohne PV Einspeisungstarif 128
A.8. Auswertung Eigenverbrauch 131

1. Einleitung

1.1. Motivation

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Einbindung eines Energiespeichers in ein bestehendes System eines Hauses oder Betriebes mit einer Photovoltaikanlage (PV). Da derzeit eine PV-Anlage das wirtschaftliche Maximum darstellt, sind Haushaltsspeicher in der Form nicht sehr weit verbreitet. Da mit zunehmender Technologieentwicklung und Verbreitung solcher Anlagen auch die wirtschaftlichen Anreize steigen, soll der Zusammenhang zwischen Energietarifen, Speicherkosten und optimaler Betrieb einer solchen Anlagenkombination untersucht werden.

Die Einspeisung aus regenerativen Energiequellen, sowie dezentralen PV-Anlagen führen zu Spitzen in Angebot und Nachfrage. In Abbildung 1.1 wird diese Lastverteilung mit Einspeisung, Bezug und Eigenverbrauch dargestellt. Da mit Speichersystemen und Tarifmodellen für Kunden, sowie Energieversorger und Netzbetreiber, wirtschaftliche Vorteile entstehen können, soll dieses Thema genauer untersucht werden.

Um auf das komplexe Thema der Energiepreisentwicklung mit Speicher und erneuerbarer Energie einzugehen, kann der Artikel von DI Dr. Maximilian Kloess[1] als Einleitung angesehen werden. Die Probleme und Anforderungen, im Bereich der speicherbasierten Systeme in Haushalten und Verbraucher am Netz, werden komplexer und wichtiger. Es sollen in Bezugnahme der steigenden Einspeisung von erneuerbaren Energien und Möglichkeiten der Speicherung im Energienetz, für Regelleistung und Minderung der Spitzenlasten bessere Lösungen gefunden werden.

[1] *Speicher als Bausteine für eine erneuerbare Energiezukunft* 2015, `http://derstandard.at/1379291383510/Speicher-als-Bausteine`

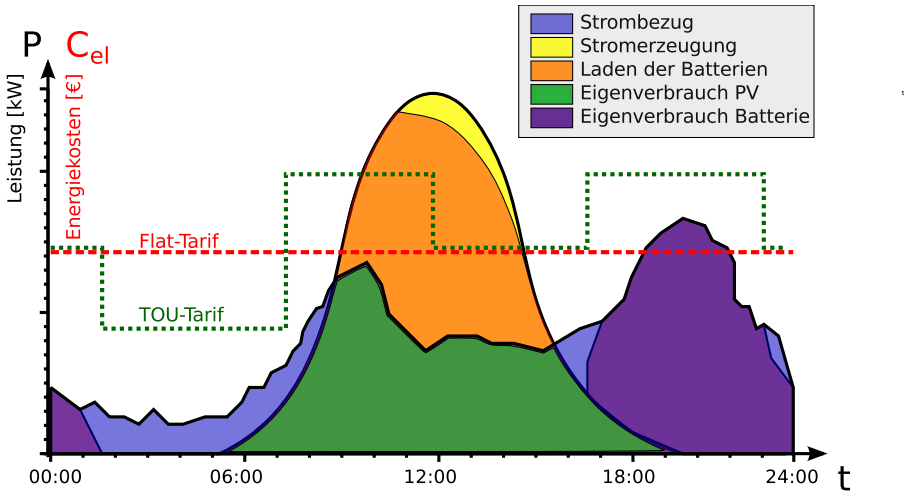


Abbildung 1.1.: Tarifdesign für Verbraucher mit integrierten Speicher und PV-Anlage, Lastflüsse und Überschüsse für Abdeckung der Spitzen; (adaptiert von *Speicher als Bausteine für eine erneuerbare Energiezukunft* 2015)

Durch die wachsende fluktuierende Einspeisung aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen könnten dezentrale Kleinspeicher an Bedeutung gewinnen. Der rasante Ausbau der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen stellt eine große Herausforderung für das Energiesystem dar. Dadurch werden Speicher zu einer Flexibilisierung beitragen und technisch wie auch ökonomisch wichtige Funktionen im Versorgungssystem bereitstellen. Speichersysteme sind in der Lage, durch schnelle Reaktionszeiten als Systemdienstleister zur Stabilisierung der Netze zu sorgen und können, durch ihre Teilnahme am Strommarkt, Preisschwankungen entgegen wirken. Dezentrale Stromspeicher sind Anlagen, die sich auf Verteilnetzebene nahe am Endverbraucher befinden und können dadurch den Eigenverbrauch bei PV-Anlagen, welches als wichtigstes Einsatzmotiv dezentraler Speicher gilt, von üblicherweise 20-30% wesentlich steigern. Durch die Ergänzung solcher Speicher können auch Verbrauchsspitzen außerhalb der Erzeugungsstunden der PV-Anlage durch selbst erzeugten Strom abgedeckt werden. Der wirtschaftliche Anreiz für die Installation eines dezentralen Stromspeichers, sowie die Preisdifferenz zwischen Bezug und Einspeisung sind derzeit bei Speichern nicht marktinduzierend vorhanden. Das Potential kann in Zu-

kunft erschlossen werden, wenn die Preissignale vom Spotmarkt an den Verbraucher weitergegeben werden können. So werden Anreize geschaffen, den Betrieb der dezentralen Speicher nach diesen Preisen auszurichten. Ein erster Schritt in diese Richtung wären variable Tarife für Bezug und Einspeisung. (vgl. *Speicher als Bausteine für eine erneuerbare Energiezukunft* 2015)

1.2. Forschungsfrage

Der Hauptteil der Arbeit beschäftigt sich mit verschiedenen Tarifen und deren Umsetzung um finanzielle Anreize für solche Speicher zu erzeugen, damit diese wirtschaftlich und effizient betrieben werden können. Dazu stellt sich die Frage, wer in den unterschiedlichen Szenarien Vor- und Nachteile sieht, es soll auch aus Sicht der Betreiber eine wirtschaftlich und systemtechnische positive Situation entstehen. Da die Endkunden meist nur an den finanziellen Verbesserungen interessiert sind, gibt es für Betreiber und Energieversorger durchaus markttechnische Überlegungen in Bezug auf Kapazitäten oder Regelungen. Damit nach wirtschaftlich optimalen Lösungen gesucht werden kann und eine möglichst gute Situation für beide Parteien erreichen zu können, sollen verschiedene Fallstudien von Tarifmodellen, sog. Szenarien für unterschiedliche Konfigurationen von PV- und Speichersystemen untersucht werden. Die drei Hauptpunkte der methodischen Auswertung sind:

- Die Tarifmodelle für wirtschaftlichen Einsatz sind für verschiedene Szenarien zu finden und zu analysieren.
- Mehrere Konfigurationen von PV- und Speichersystemen, um wirtschaftlich gute Werte zu erhalten, sollen bewertet werden.
- Die optimalen Lösungen und Kombinationen aus den Szenarien, sollen als Lösungsansätze dienen können.

Die Methode die in dieser Diplomarbeit benutzt wird, um die Fragen beantworten zu können und eine Auswertung der Daten zu gewährleisten, wird in einem Matlab-Programm und dem dazugehörigen Modell verwirklicht, wobei ein physikalisch abgebildetes System bestehend aus Speicher, PV-Anlage, Verbraucher und Netz erstellt wird. Es handelt sich um eine

Optimierungsaufgabe in Matlab, wobei die YALMIP Umgebung mit dem GUROBI-Solver benutzt wird. Die Optimierungsberechnungen sollen über ein ganzes Jahr in viertelstündlichen Zeitschritten erfolgen und die Systemberechnungen für wirtschaftliche Vergleiche bereitstellen. Die Zielfunktionen und dazugehörige Systemfunktionen werden im Kapitel Methode definiert und erklärt.

Die Arbeit ist in vier weitere Kapitel eingeteilt, wobei in Kapitel 2 - State Of The Art die aktuellen Speichertechnologien am Markt, sowie Entwicklungen am Energiemarkt und den Tarifen gezeigt wird.

Im Kapitel 3 - Methode sind der analytische Ansatz mit den gewählten Größen, sowie das technische und wirtschaftliche Modell erklärt und definiert.

Die Auswertungen und Gegenüberstellungen der Fallstudien sind im Kapitel 4 - Ergebnisse behandelt und gezeigt, wobei einige Diagramme im Anhang zu finden sind.

Den Abschluss der Arbeit bildet das Kapitel 5 - Schlussfolgerungen mit den Erkenntnissen und weiterführenden Überlegungen.

2. State of the Art: Speichersysteme und Tarifmodelle

In diesem Kapitel werden Speicher und deren technische Entwicklung, sowie auf den Energiemarkt und die Tarife eingegangen. Die eingesetzten Systeme um in Haushalten Energie zu speichern, oder als Ergänzung für eine PV-Anlage, sind am Markt in verschiedenen Ausführungen vorhanden. Da neue Technologien für die Energieversorger und dem konventionellen Strommarkt Änderungen und gewisse Anpassungen auferlegen, wird die aktuelle Situation behandelt und weitere Ausblicke in die nähere Zukunft dargestellt.

2.1. Speichertechnologien

Es wird hier auf den Stand der Technik und aktuelle Anwendungsmöglichkeiten mit Ausblick auf neuere Technologien von Speichersystemen, mit Einsatz in Haushalten und PV-Anlagen eingegangen. Es soll eine kurze Übersicht der verschiedenen Systeme gegeben werden, wobei die erhältlichen Speicher am Markt gezeigt sind.

Als Stromspeicher kommen prinzipiell mehrere Systeme in Frage, wobei meistens mit einem Umrichter die elektrische Energie transformiert und gespeichert wird. Hydraulische oder kinetische Speicher sind in Haushalten eher ungeeignet und es wird hauptsächlich auf elektrochemische Speicher wie Akkus zurückgegriffen. Die Batteriesysteme, welche zur Zeit zur Verfügung stehen, sind grob in zwei verschiedene Klassen eingeteilt. Es gibt Batteriesysteme mit Blei Speicher- und Lithium-Ionen Technologie. Wobei die Bleibatterien aus Autos bekannt sind und die kleinen Lithium-Ionen

Akkus aus Elektronikgeräten. Die Speichertechnologien sind in der prinzipiellen Funktionsweise elektrochemische Zellen, oder galvanische Zellen. Durch den Einsatz von Stromwandlern oder Umrichteranlagen in Verbindung mit den Speichern, werden komplette Speichersysteme mit Steuerlogik eingesetzt.

Die Batterie- und PV-Speichersysteme welche am Markt erhältlich sind, können bereits durch große Vielfalt und Lösungen für unterschiedlichste Anwendungen überzeugen. Da für jeden Kunden oder gewerblichen Betrieb meist andere Konfigurationen erwünscht sind um auf deren Bedürfnisse angepasst zu werden, soll hier eine Übersicht über diese Systeme gezeigt werden.

In den Datenbanken, wie in pv-magazine[1] oder C.A.R.M.E.N[2] sind über 280 Systeme angegeben (Juni 2015). Hier werden auch gut aufgeschlüsselte Daten in Form von Tabellen bereitgestellt, mit der Möglichkeit der Suche oder Auswahl von bestimmten Technologien und Konfigurationen. Da die Auflistung aller System nicht zweckmäßig wäre und hier die weiterführenden Links bereitgestellt sind, soll die angeführte Tabelle 2.1 eine grobe Übersicht bringen. Wobei hier die noch selten genutzte Redox-Flow, oder ZBrRFB - Zink-Brom-Redox-Flow-Batterie angeführt wird, welche sehr hohe Ladezyklen (>10000) aufbringen kann. Die Systeme können in nachfolgende Kriterien eingeteilt werden: Produkt, Preisinformation, Ankopplung der Batterie, Nutzbare-Batteriekapazität (kWh), Zahl der Wechselstromphasen, max. Entladeleistung (kW), Batterietyp, Entladetiefe.

[1] *pv magazine Deutschland: Speicher 2015* 2015,
http://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/speicher-2015

[2] *C.A.R.M.E.N. - Stromspeicher* 2015,
http://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/stromspeicher

Tabelle 2.1.: Übersicht Speichersysteme, Auswahl am Markt erhältlich, vgl.*pv magazine Deutschland: Speicher 2015* 2015

Produkt	**Batterietyp**	**Kopplung**	**Phasen**	**Leistung**	**Kapazität**
ABB React 4.6	Li	AC	1	1,8kW	2kWh
Durion CS 55/123	Li	AC	3	55kW	89,6kWh
ET Solar Nano-DC10	LiFePo	DC	1	0,25kW	0,8kWh
REFUenergy REFUrack RR	LiFePo	AC	3	150kW	88kWh
Speicherkraft Basic 1,1/0,6	Pb	DC	1	0,6kW	1,1kWh
Fischer GmbH EnergyStore9.2	Pb	AC	3	12kW	9,2kWh
BayWa SES PIKO BA	PbGel	DC	3	2,7kW	0,5kWh
BayWa SES 3xSMA Sunny	PbGel	AC	3	13,8kW	32,7kWh
Schmid ES EverFlow HS	Redox	AC	1	3,5kW	10kWh

2.1.1. Speichersysteme für Haushalte mit PV

Um einen genaueren Einblick in die Materie der Speichersysteme zu erhalten, werden nachfolgend zwei unterschiedliche am Markt erhältliche Produkte erklärt, wobei die Auswahl auf eine für Haushaltsgrößen und Nutzung mit Photovoltaik gefallen ist. Das erste Produkt ist als repräsentativer Speicher für Blei-Akkus gewählt, wobei der zweite eine Technologie mit Lithium-Akkus benutzt.

Der Speicher, *Solar Power Pack - HSR* wird technisch in Tabelle 2.2 gezeigt. Es handelt sich hier um einen Speicher mit Wechselrichter für den Betrieb mit einer PV-Anlage. Da es sich hier um Bleiakkus handelt, wird die geringe Anzahl der Ladezyklen nochmals erwähnt. Bei täglich genutzten und mit kompletten Ladezyklus belastetem System wären hier die Akkus bereits nach knapp 5 Jahren zu tauschen. Die geringe Entladetiefe von 35% ist ein weiteres Merkmal dieser Speichertechnologien um die Akkus nicht in kürzester Zeit zu verbrauchen.

Systeme mit höheren Lebensdauern und Entladetiefen sind mit Lithium-Ionen Akkus ausgestattet, wie *Energiespeichersystem ESS xx.o*, dieser Speicher ist für Haushalte mit oder ohne PV geeignet, siehe Tabelle 2.3. Die Lithium Akkus, oder genauer gesagt $LiFePO_4$ Lithium-Eisenphosphat-Akkumulator, bringt hier die Vorteile der höheren Ladezyklen, für tägliche Nutzung über 16 Jahre und der hohen Entladetiefen mit. Daher müssen die Speicherbatterien nur mehr den 1,2-fachen Wert der nutzbaren Ladekapazität aufbringen. Diese Systeme sind kleiner und leichter. Der Preis ist mit 11.400€ relativ hoch.

Vergleichend, wird ein aktuelles System vom Verbund als Kombination angeboten, welches durch Einsatz günstiger Speicher ermöglicht wird. [3]

[3] *VERBUND Österreich - VERBUND-Eco-Speicher* 2015
`http://www.verbund.com/at/de/haushalte/photovoltaik-waerme/ecospeicherplus/pvspeicher`

Tabelle 2.2.: Speichersysteme mit Pb-Akkus, Kenndaten und Preise, *C.A.R.M.E.N. - Stromspeicher* 2015

Parameter	**Daten**
Zelltyp	PB-Gel
Nutzkapazität	$3,36 - 10,08$kWh
Entladetiefe	35%
Anschlussart	DC
Notstromvers.	Ja
Anzahl Zyklen	1800
Wirkungsgrad System	89%
Phasen	3
Entladeleistung	$7,5 - 15,0$kW
Preis	ab 8.940€

Tabelle 2.3.: Speichersystem Li-Ion-Akkus, Kenndaten und Preise, *C.A.R.M.E.N. - Stromspeicher* 2015

Parameter	**Daten**
Zelltyp	$LiFePO_4$
Nutzkapazität	8kWh
Entladetiefe	80%
Anschlussart	AC
Notstromvers.	Nein
Anzahl Zyklen	6000
Wirkungsgrad System	90%
Phasen	3
Entladeleistung	6kW
Preis	ab 11.400€

2.1.2. Innovationen und Entwicklungen der Speicher

Die aktuellen und zukünftigen Entwicklungen, sowie wirtschaftliche Anreize und mögliche Verbesserungen sind des weiteren angeführt und dargestellt[4], wobei eine Aussage von Sterner, M. u. a., 2015 die nachfolgenden Überlegungen treffend beschreibt:

> *„Die öffentliche Förderung in Verbindung mit zunehmend rentablem Eigenverbrauch und einem ideologisch motivierten Beitrag zur Energiewende haben zu einem großen Interesse an Batteriespeichern geführt. Ihr Einsatz profitiert von der steigenden Preisdifferenz zwischen den Kosten von eigenem Solarstrom und dem Strombezugspreis. Bislang sind Hausbatteriespeicher ohne Förderung unter den aktuellen Rahmenbedingungen meist nicht wirtschaftlich zu betreiben. Aufgrund stark sinkender Batteriepreise ist eine Wirtschaftlichkeit in naher Zukunft zu erwarten. Batteriespeicher können über die Erhöhung des Eigenverbrauchs hinaus einzeln oder im Verbund mit vielen anderen Speichern weitere Beiträge zur Systemstabilität leisten und dadurch ihre Wirtschaftlichkeit verbessern.“*

Entwicklung der Anlagenzahlen und Systempreise

Die Entwicklungen der Lithium-Ionen Technologie im Batteriesektor, wurde in den letzten Jahren stark von der Elektromobilität vorangetrieben. Durch höhere Produktionskapazitäten können die Kosten gesenkt werden und auch andere Sparten profitieren davon. Das große Interesse an Hausbatterien von wenigen kWh besteht hauptsächlich durch die hohe Anzahl an PV-Anlagen in Deutschland, wobei Eingenverbrauchsanteil gesteigert werden kann und die Preisdifferenz zwischen Strombezugspreis und EEG-Einspeisevergütung dies vorantreibt. Die Förderungen für diese Speichersysteme in Deutschland führten zu einer vermehrten Nutzung und Verbreitung. Die Anzahl der installierten Systeme und deren Preise sind in Abbildung 2.1 dargestellt, wobei sich die Anzahl rasant entwickelt hat und die Lithium-Ionen Batterietechnologie leichte Steigerung erfährt. Die Systempreise sind annähernd konstant, wobei die ausgereizte Technologie der Bleiakkus leicht

[4] vgl. Sterner, M. u. a., 2015

angestiegen ist und die Lithium-Ionen-Technologie, durch die sinkenden Weltmarktpreise für die Batteriezellen, eine leichte Kostendegression der Systempreise erfährt. Batteriespeichersysteme profitieren durch das Interesse anderer Märkte an den Batteriezellen, wie USV, Telekommunikation oder Elektromobilität, dadurch wird die Kostendegression mit Skalen- und Lerneffekte weiter vorangetrieben. In den letzten fünf Jahren ergab sich eine Kostenreduktion von 30%, welche sich fortsetzen wird. Wobei große Produktionsstätten wie die „Gigafabrik“ von Tesla diesen Abwärtstrend bestätigen wird. Die Systempreise in Haushalten liegen bei 2000 €/kWh mit zusätzlichen Kosten für Systemkomponenten wie Umrichter, wobei diese Entwicklungen mit den Kosten der Zellpreisen vergleichend schwer abzuschätzen sind. (vgl. Sterner, M. u. a., 2015)

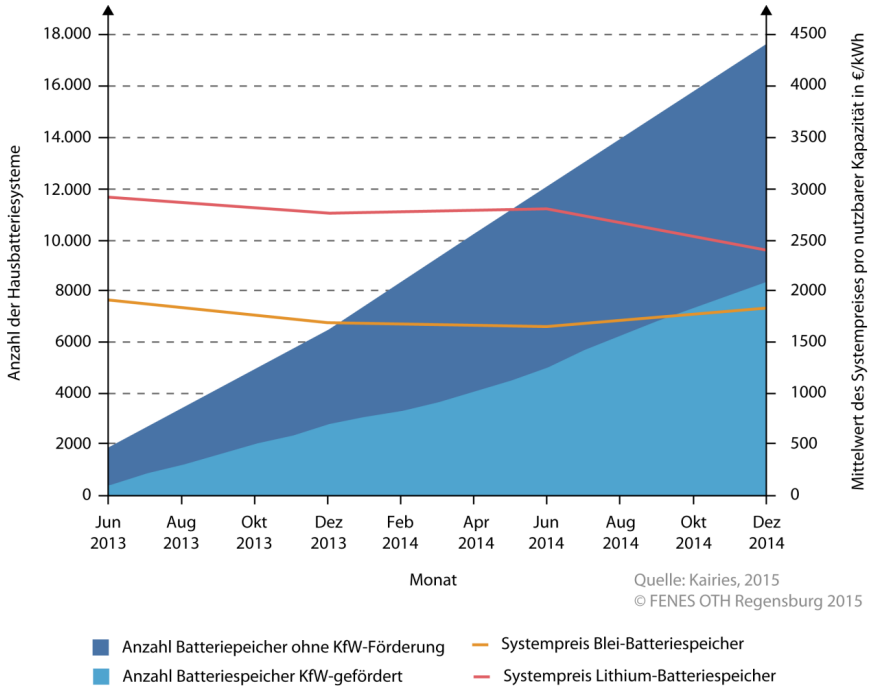


Abbildung 2.1.: Entwicklung der Hausbatteriesysteme in Anzahl und Systempreisen aus dem wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm „Solarstromspeicher“. Quelle: nach (Kairies et al. 2015) und Schätzung des BSW

Innovationen auf Systemebene

Die Innovationen in der Batteriesystemtechnik finden neben den Entwicklungen auf Zellebene statt, wobei hier intelligente Steuerung von dezentraler Erzeugung mit Wetterprognosen, Optimierung des Eigenverbrauchs, usw. an Bedeutung gewinnt. Batteriesysteme können netzdienlich sein und Systemdienstleistungen durch Blindleistungskompensation, Spannungs- und Frequenzhaltung und Regelleistung bereitstellen. Dadurch könne viele kleine Anlagen zu virtuellen Großspeichern (Pooling) zusammengefasst, einen Beitrag zu rentablen Betrieb beitragen. Durch Kombination mit Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen können Systeme als virtuelles Kraftwerk betrieben werden. Solche Speichersysteme können am Primärrregelmarkt angeboten werden. Außerhalb der Nieder- und Mittelspannungsebene des Verteilnetzes, sollen in höheren Spannungsebenen analog zu Pumpspeichern, diese nicht nur im Arbitrageschäft für den Erzeugungsausgleich eingesetzt werden, sondern auch viele Systemdienstleistungen übernehmen, wobei Leistungen von einigen MW und Kapazitäten von mehreren MWh möglich sind. Damit tragen Batteriekraftwerke dazu bei, dass fluktuierende erneuerbare Energiequellen wie Wind- und Solarstrom „robust“ gemacht werden und konventionelle Must-run Kraftwerke ablösen werden können. (vgl. Sterner, M. u. a., 2015)

2.2. Netzdienstleistungen von dezentralen Speichern

Bei netzdienlichem Einsatz können Batteriespeicher den Netzausbau und dadurch höheren Kosten im Verteilnetz entgegenwirken. Die Speicheranlagen sollen Kriterien in Netzverträglichkeit und Systemdienlichkeit erfüllen und diese sind unter anderem von der Steuerung und der Leistungsgröße abhängig. Dezentrale Speicher sind für die Integration von erneuerbaren Energien durch den Flexibilitätsbedarf und Stabilisierung sowie Eigenverbrauchsmaximierung wichtig, wobei die Verbrauchssituation mit PV-Anlagen vor Ort hauptsächlich besteht und das systemdienliche Potential zukünftig weiter ausgeschöpft werden soll. Die Netzdienlichkeit der Batteriespeicher und die regulatorischen Möglichkeiten spielen eine wichtige Rolle, durch Anwendungsmöglichkeiten aus mehreren dezentralen Teilnehmern zusammengefasstes Speichersystem (Speicherschwarm, Cluster, Pool). Die weiteren Dienstleistungen können zusätzlich angeboten werden, jedoch ist die Vergütung dieser noch unklar.

Für die Nutzung eines privaten Batteriespeichers zu einem übergeordneten Zweck (stabile Stromversorgung), soll dem privaten Betreiber auch eine entsprechende Entlohnung zustehen. Ein Speicher ist im Vergleich mit anderen Bestandteilen des Stromsystems außerordentlich flexibel, um auch für kurzfristige Entwicklungen zugebaut werden zu können. Spannungshaltung und Spannungsqualität ist für die Netzbetreiber im zunehmend erneuerbar gespeisten Versorgungssystem von herausragender Bedeutung, welche in zulässigen Bandbreiten zu halten sind. Maßnahmen und das technische Potential dezentraler Batteriespeichereinrichtungen sind unter anderem:

1. Statische Spannungshaltung (Bereitstellung von Blindleistung, Blindleistungskompensation), kapazitive als auch induktive Blindleistung (bisher an Netz gekoppelte Generatoren und Phasenschiebern)
2. Dynamische Spannungshaltung (Bereitstellung von ausreichend großer Kurzschlussleistung Fault-Ride-Through), dezentrale Batteriespeicher auf Mittelspannungsebene wie Quartierspeichern, große Kurzschlussleistung, Auslösen von Schutzeinrichtungen im Fehlerfall
3. Aktives Ein- und Ausspeichern von Wirkleistung zur Beeinflussung der Spannung
4. Lokale Verstetigung fluktuierender Einspeisung erneuerbarer Energien

Regel- und Reserveleistung wird im Stromsystem benötigt, um die Frequenz konstant zu halten und dazu Angebot und Nachfrage wirkleistungsbezogen zu jeder Zeit schnell und exakt aufeinander abstimmen zu können. Die Momentanreserve steht nach Lastwechseln im Stromnetz sofort zur Verfügung, um Frequenzabweichungen entgegenzuwirken. Diese war im konventionellen System durch die in rotierenden Massen gespeicherte Energie bisher systemimmanent, wird künftig jedoch zunehmend aktiv in umrichterbasierten Erzeugungseinheiten bereitgestellt werden müssen. Batteriespeicher sind technisch, aufgrund ihrer geringen Reaktionszeiten dazu heute schon in der Lage. Leistungselektronik des Einspeisewechselrichters soll das träge Verhalten eines elektromechanischen Synchrongenerators nachbilden.

Die Batteriespeicher werden bei verminderter Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke eine wirtschaftliche Lösung zur dezentralen Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung sein. Im Regelenergiemarkt und Systemdienstleistungsmärkten können zusammengefasste Systeme (Pools) im MW-Bereich teilnehmen und bei weiterer Kostendegression insbesondere zum kurzfristigen Ausgleich der Prognosefehler von Wind- und PV-Einspeisung am Intraday-Spotmarkt der Strombörse und im außerbörslichen Handel interessant werden. Batteriespeicher in konventionellen Strommärkten sind nicht wirtschaftlich, jedoch in kurzfristigen Terminmärkten werden sie durch den Kurzzeitspeichercharakter vermehrt eingesetzt. Die zukünftigen Energiemärkte werden durch die Flexibilität der Energiespeicher diese berücksichtigen, wobei diese sollten technologieneutral, wettbewerblich organisiert, neben Erzeugern auch Speicher und Verbraucher im Lastmanagement einbeziehen und Kriterien zur gesicherten Leistung und Gradientensteuerung beinhalten. (vgl. Sterner, M. u. a., 2015)

2.3. Tarifdesign

Die Tarifmodelle, welche vom Energieversorger angeboten werden, können sehr unterschiedlich ausfallen, obwohl meistens die bekannten Flat-Tarife für Strom mit jährlicher Anpassung bestehen. Die Energiekosten für den Endkunden bestehen aus Steuern, Abgaben und Gebühren sowie den Erzeugungskosten. In Abbildung 2.2 ist die prozentuale Einteilung des Strompreises gezeigt.[5] Da die Netzbetreiber und Energieversorger nicht zwingend die gleichen Ziele verfolgen, jedoch die Strompreise als Gesamtes betrachtet und in den Tarifdesigns nur diese geändert werden, soll dies nochmals ausdrücklich erwähnt werden. Die in dieser Arbeit verwendeten Tarife und Preise sollen als Gesamtpreis gesehen werden.

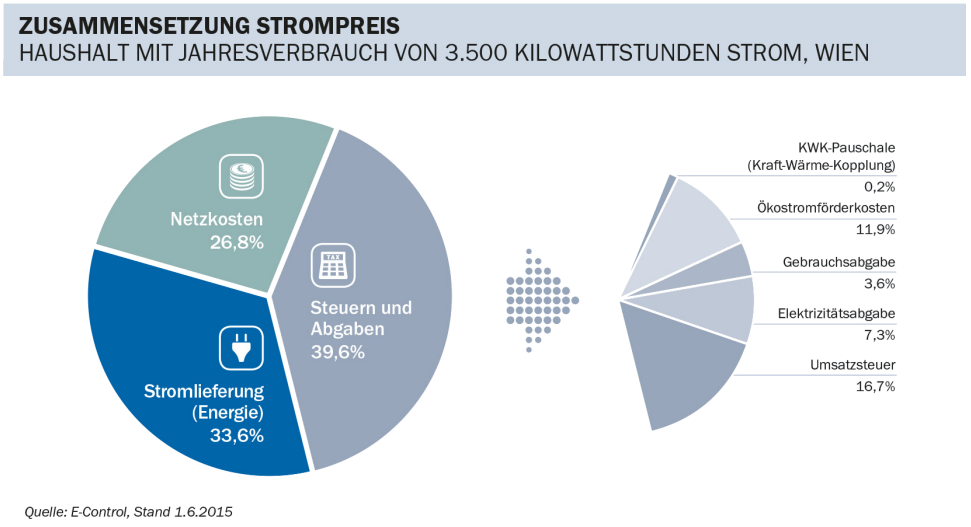


Abbildung 2.2.: Strompreiszusammensetzung für Haushalte mit Steuern und Abgaben, *Preiszusammensetzung* 2015

Die möglichen Tarifmodelle können auch zeitlich oder nach Verbrauch eingeteilt und angepasst werden, mit sogenannten zeitvariablen oder dynamischen Tarifen.

[5] *Preiszusammensetzung* 2015
`http://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung`

Die Tarifziele, welche am Endkunden durch verschiedene Modelle angeregt werden sollen, variieren zwischen Änderung des Nutzungs- und Investitionsverhalten um den Verbrauch zu senken und das Stromnutzungsverhalten am Tag. Reduzierung und Verlagerung des Stromverbrauchs senken die Treibhausgasemission und die verschiedenen Steuerungen am Verbraucher benötigen komplexere Tarifdesigns. Zu den Stromeffizienzzielen kommen auch politische hinzu, welche die Tarifgestaltung variieren. Denkbare Ziele einer Stromtarifgestaltung wären: Stromeinsparung (Effizienz), Vermeidung sozialer Härten (Vermeidung von Energiearmut), Vermeidung komplexer Tarifstrukturen (Verständlichkeit, Verbraucherschutz). Die progressiven Tarife wurde wegen Energieknappheit eingeführt, wobei sie als Instrument zur Vermeidung sozialer Härten ebenso geeignet sind. Die Tarifstruktur ist für Stromanbieter am liberalisierten Strommarkt als Kundendienstleistung ebenso unumgänglich und hat eine Lenkungswirkung durch das Preissignal. (Tews, Kerstin, 2011)

progressive Tarifmodelle

Das progressive Tarifmodell, wird in Ländern wie Italien oder Kalifornien genutzt, wobei die Hintergründe in dem Pazifikstaat der USofA kurz dargestellt werden. Die Abbildung 2.3 zeigt ein variables progressives Stufenmodell, wobei für verschiedene Verbraucher unterschiedliche Tarife bestehen.

Erstmals entstand ein progressiver Charakter für Stromtarife in Kalifornien in 1975 und diese wurden in den folgenden Jahren weiter angepasst. Man sah vor, dass ca. 50-60% des durchschnittlichen Stromverbrauchs der Haushalte zu einem günstigeren Preis erhältlich sein soll, wobei das offizielle Grundprinzip ein sozialpolitisches war. Die Strompreisstufen wurden eingeführt um den Sprung nicht zu radikal zu halten, wobei der progressive Tarif für umweltpolitische Einsparpotentiale als auch sozialpolitische Funktionen für günstige Energie genutzt werden.(Dehmel, Christian und Gumbert, Tobias, 2011)

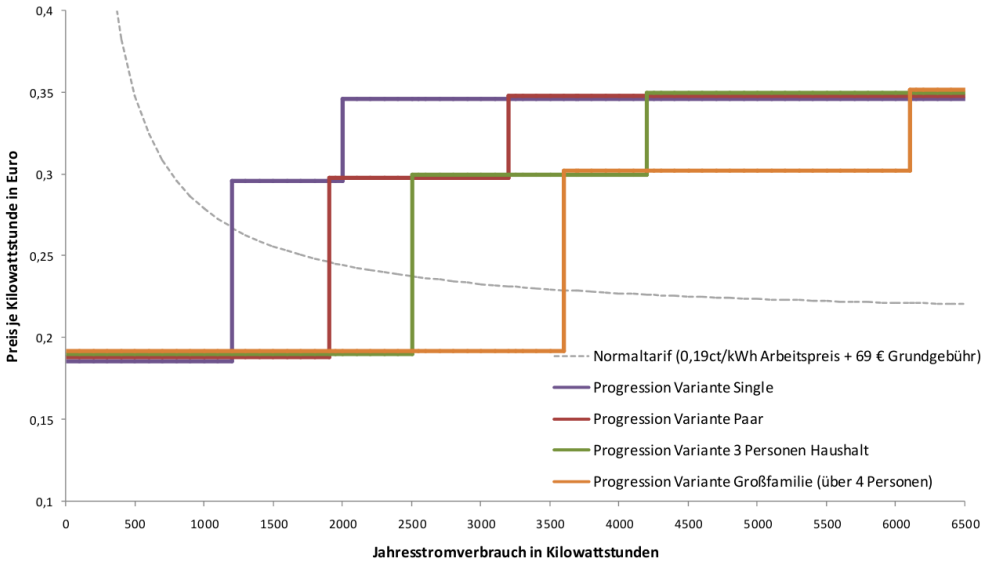


Abbildung 2.3.: Variables progressives Stufenmodell nach Haushaltstyp, Stufenwechsel erfolgen bei 60% und bei 100% des jeweiligen Durchschnittsverbrauchs.Tews, Kerstin, 2011

Zeitvariable und dynamische Tarifmodelle

Diese Tarifmodelle haben als allgemeine Eigenschaft, die über den Tag differenzierten und daher zeitlich verschiedene Preise, welche dynamisch oder im Vorhinein angepasst werden. Durch unterschiedlichste Herangehensweisen können Tarife geschaffen werden, die den Endkunden in seinem Verbrauch beeinflussen. In Tabelle 2.4 sind die Bezeichnungen der variablen Tarifmodelle angeführt. Ein Beispiel für einen variablen Tarif in Folge einer kostenoptimierten Nutzung eines Stromspeichers wird in Abbildung 2.4 dargestellt. Demand Response wird als Maßnahme zur Beeinflussung des Lastgangs der Verbraucher genutzt, wobei hier meist variable Tarife eingesetzt werden. Die prognostizierten Lastkurven sollen langfristig und kurzfristig beeinflusst werden und stehen in Gegensatz zu allgemeinen Effizienzmaßnahmen unabhängig vom Zeitpunkt. Die Hauptziele dieser Tarife und DR-Programme sind die Beeinflussung des Kunden mit deren Verbrauch und Lastgang, wobei der Endkunde aktiv, freiwillig oder un-

freiwillig reagiert. Der Kunde verzichtet dabei freiwillig auf Komfort oder Energiedienstleistungen. (Dr. Christian Nabe u. a., 2009)

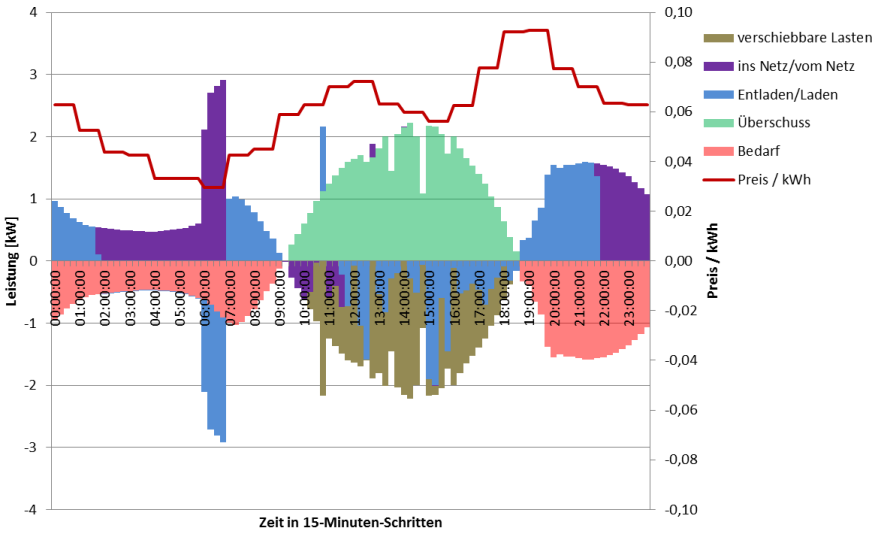


Abbildung 2.4.: Variabler Tarif, Kostenoptimierte Nutzung von Batteriespeicher mit Lastverschiebung.Wolf u. a., 2014

Tabelle 2.4.: Tarifmodelle Übersicht Dr. Christian Nabe u. a., 2009

Englische Bezeichnung	**Deutsche Bezeichnung (EnCT)**
Time of Use Pricing (ToU)	Zeitvariabler Tarif (ZV1)
Critical Peak Pricing (CPP)	Zeitvariabler Tarif mit Events (ZV2)
Real-Time-Pricing (RTP)	Dynamischer Tarif (ZV3)
Direct Load Control (DLC)	Direkte Laststeuerung (LM2)
Emergency Demand Response	Notfallprogramme
Curtailable Load	Lastbegrenzung
Interruptible Load	Unterbrechbare Lasten
Demand Bidding	Nachfrage-Bieterverfahren

TOU – Time-Of-Use Die Strompreise beim TOU-Tarif schwanken im Zeitverlauf und orientieren sich an der Nachfrage und historischen Lastkurven, wobei sie langfristig festgelegt werden. Daher ist der TOU-Tarif zeitabhän-

gig und nicht dynamisch, wobei über mehrere Stunden konstante Preise gelten und saisonal an den Grenzkosten der Stromerzeugung angepasst werden können. Die tageszeitabhängigen Preise senden effiziente Preissignale an die Nachfrageseite und der momentane Verbrauch wird durch Kostenkonsequenz aufgeklärt. Ein einfacher zweistufiger TOU-Tarif ist wie bei Nachttarifen umgesetzt und kann mit Nachtspeicherheizungen den Lastgang beeinflussen. Die Stufen und Dauern können beliebig erweitert werden um gewünschte Ziele zu erreichen. (Dütschke u. a., 2012)

CPP – Critical Peak Pricing Der CPP-Tarif ist ein dynamisches Modell mit bekannten Preisstufen, wobei der Zeitpunkt die Preise erst 24 Stunden im Vorhinein bekannt werden um den Energieversorger die Möglichkeit zu bieten einen kritischen Peak-Preis zu erheben, der über dem Durchschnitt liegt. Dies tritt ein bei extremer Netzbelastung, jedoch meist auf 1% der Jahresstunden beschränkt, ansonsten meist ein fester Preistarif. Dadurch ergibt sich gutes Lastverschiebepotenzial, das bei Kunden während Peak-Zeiten um bis zu 15% auftritt und mit intelligenten Stromzähler noch höher ausfallen kann. Es gibt die Möglichkeit Kunden bei Senkung des Verbrauchs Rabatte anzubieten (CPR - Critical Peak Pricing with Rebate). (Dütschke u. a., 2012)

RTP – Real-Time Pricing Bei stündlich an den Markt angepassten Preisen wird die flexibelste RTP-Tarifform verwendet und die Tarife können schon am Folgetag signifikant abweichen, wobei die Übermittlung Tagesaktuell erfolgt. Kurzfristige Weitergabe ist gewünscht um den Markt genauer folgen zu können, dabei treten hier flexible Mechanismen wie bei anderen Märkten oder Börsen auf. In Frankreich wurde um 1990 ein aus sechs Stufen bestehender RTP-Tarif getestet, mit bekannten Preisen jedoch unklaren Zeitpunkten. Das Preisgefälle sollte einen Anreiz zur Verschiebung der Nachfrage einstellen, wobei die Spitzenlasten mit hohen Preisen 27% geringer ausfielen. Der RTP-Tarif ist dazu in der Lage Energie und Stromkosten zu sparen. (Dütschke u. a., 2012)

3. Methode

Der methodische Teil der Arbeit beschreibt die analytischen Ansätze, sowie das Optimierungsproblem, welche zur Lösung der Problem- und Fragestellungen gewählt wurde. Die Methode kann in drei Unterkapitel eingeteilt werden. Erstens wird als analytischer Ansatz eine systematische Modell für die Untersuchung der Problemstellung erarbeitet. Als zweiter Punkt wird ein Optimierungsmodell erarbeitet, welches sich um die mathematischen und technischen Zusammenhänge kümmert, um das Modell in eine Optimierungsaufgabe umzuwandeln und Lösungen zu erhalten. Der letzte Punkt ist die wirtschaftliche Implementierung des Modells, sie zeigt die Erarbeitung wirtschaftlicher Berechnungen des Modellansatz in der Matlab Umgebung, um die Daten für ausgewertete Modellszenarien zu erhalten.

3.1. Technisches Modell

Das Modell wird ausgehend von einer grundlegenden Struktur, welche in Abbildung 3.1 gezeigt ist, aus Stromnetz, Haushalt als Verbraucher, Photovoltaik-Anlage und Speicher entwickelt. Es zeigt die Systemstruktur des PV und speicherbasierten Energiemodell eines Standardlastverbraucher am Netz und die Definitionen der Energieflüsse zwischen den einzelnen Systemen.

Die Photovoltaik-Anlage (PV) wird als System mit Verlusten und Umwandlungswirkungsgrad gesehen. Die Sonneneinstrahlung die auf die Fläche eintrifft wird mit einem Wirkungsgrad[1] von $\eta_{PV} = 0,1$ in elektrische Energie umgewandelt. Der Strom kann zurück ins Netz gespeist werden oder zur

[1] vgl. *Solarzellen* 2015
`http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/vergleich`

Lastabdeckung des Haushalts benutzt werden. In diesem Modell wird noch die Möglichkeit der Aufladung eines Speichers eingeführt. Das Speichersystem wird als erhältlicher Batteriespeicher implementiert, der mit Auf- und Entladeverlusten, sowie Tiefentladegrenzen und Vollzyklen berücksichtigt wird. Der Speicher kann Energie von PV und Netz beziehen oder Überschüsse zurück liefern, wobei die dritte Möglichkeit der Lastabdeckung und Nutzung für den Eigengebrauch gewünscht ist. Die von der Last geforderte Energie muss von diesen Komponenten geliefert werden und das Netz wird die sogenannte Residuallast abdecken. Mit diesen Modellvorgaben können die nachfolgenden Gleichungen erstellt und implementiert werden.

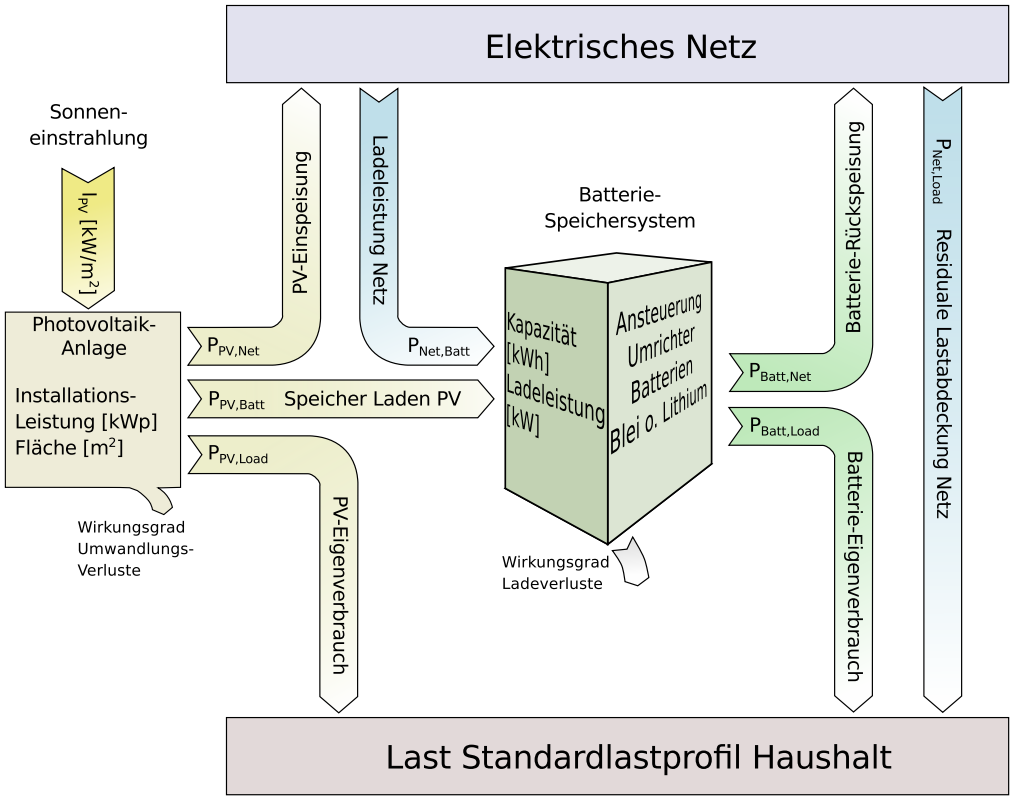


Abbildung 3.1.: Systemkonzept, Energiemodell für Optimierung PV- und Speichersystem, sowie Energieflüsse

In Tabelle 3.1 sind die in diesem Modell benutzten und in den Berechnungen eingesetzten Variablen definiert um eindeutige Zusammenhänge herstellen zu können. Die Definitionen beziehen sich auf das grundlegende technische Modell.

Tabelle 3.1.: Variablendefinitionen des Modells und der Optimierungsberechnungen

Variablen		**Definition**	**Einheiten**
I_{Solar}	-	Strahlungsintensität	$[W/m^2]$
A_{PV}	-	PV-Panelfläche	$[m^2]$
P_{PV}	-	PV-Leistung	[kW]
$P_{PV,Batt}$	-	PV-Ladeleistung	[kW]
$P_{PV,Load}$	-	PV-Lastabdeckung	[kW]
$P_{PV,Net}$	-	PV-Netzrückspeisung	[kW]
P_{Load}	-	Lastprofil	[kW]
E_{Batt}	-	Batterie Energieladung	[kWh]
$P_{Batt,Load}$	-	Batterie Lastdeckung	[kW]
$P_{Batt,Net}$	-	Batterie Netzrückspeisung	[kW]
P_{Net}	-	Netzleistungsbezug	[kW]
$P_{Net,Batt}$	-	Netz Ladeleistung	[kW]
$P_{Net,Load}$	-	Netz Residuallastdeckung	[kW]

Das Optimierungsproblem wird als lineares Problem beschrieben. Da hier eine Minimierung der Kosten angestrebt wird, wird der allgemeine Ansatz gewählt, wobei die Zielfunktion des Modells und alle als Gleichung, sowie als Ungleichung definierten Bedingungen definiert werden. Die Minimierung wird den Kapitalfluss der Zahlungen oder Ausgaben betreffen, welche in den Modellgleichungen beschrieben sind. Die Beschränkungen ergeben sich aus dem Modell und den eingesetzten Parameter der Systeme.

Die Modellgleichungen sind die mathematische Beschreibung des Modells und dienen dazu, in weiterer Folge eine Implementierung in Matlab zu erleichtern. Es wird für jedes Einzelsystem ein Zusammenhang erzeugt und eine gegenseitige Abhängigkeit definiert. Das Modellsystem hat zwei

definierte Eingangsgrößen, die Sonneneinstrahlungsdaten und die Lastdaten. Die Ausgangsgröße ist die Belastung des Netzes, welche von den jeweiligen Systemkomponenten erzeugt wird. Da dieses Modell später einer Optimierung unterzogen wird, ist als Regelgröße die Kapazität und Ausgleichsenergie des Speichers definiert, welcher das Verhalten des Modells bestimmt.

Die Optimierungszielfunktion, wie bereits allgemein definiert:

$$\min \sum^{T} \left[\left((P_{Net,Load} + P_{Net,Batt}) \cdot p_{el,purchase} \right) - \left((P_{PV,Net} + P_{Batt,Net}) \cdot p_{el,feedin} \right) \right] \tag{3.1}$$

beschreibt auf welches Ziel hin optimiert werden soll, wobei über den gesamten Zeitraum T von einem Jahr summiert wird. In diesem Fall soll der Barwert der PV-Anlage und des Speichers maximal werden. Da in dem Modell nur die Leistungen und Energie des Speichers die finanziellen Zahlungen beeinflussen, soll mit diesen Größen eine Zielfunktion gefunden werden. Die Energie welche aus dem Netz bezogen wird hat einen negativen monetären Einfluss, da sie die Ausgaben darstellen. Energie vom Netz kann, wie beschrieben zur Last oder zum Speicher gelangen. Einnahmen in dem Haushalts-Energiemodell entstehen bei Ein- oder Rückspeisung ins Energienetz, welche mit dem vorgegebenen staatlich geförderten Einspeisetarif vergütet sind. Da das Modell diese Funktion minimieren soll, diese Vorgabe entsteht durch die Wahl des Lösungsalgorithmus GUROBI in Matlab, werden die Ausgaben positiv und die Einnahmen als negative Werte aufsummiert. Die Implementierung wird nachfolgend noch genauer erläutert.

Das PV System wird durch die Leistungen vereinfacht beschrieben, da die weiteren Berechnungen innerhalb des Systems in der Mathematiksoftware geschehen. Damit können die Modellgleichungen wie folgt definiert werden: Die Photovoltaikgleichung lautet:

$$P_{PV} = P_{PV,Batt} + P_{PV,Load} + P_{PV,Net} \tag{3.2}$$

Die Leistungen müssen immer im Gleichgewicht sein, dh. die erzeugte Energie in der PV-Anlage muss an die Batterie, Last oder das Netz abgeführt werden.

Die Last des Haushalts oder der allgemeinen Verbraucher wird in der Lastgleichung definiert:

$$P_{Load} = P_{Batt,Load} + P_{PV,Load} + P_{Net,Load} \tag{3.3}$$

Da hier eine festgelegte Größe vorhanden ist, muss die Entladeleistung der Batterie, die Leistung der Photovoltaik-Anlage und das Netz diese abdecken.

Die Batterie- und Speicher Gleichungen bestimmen das Verhalten der Lade- und Entladeleistungen, sowie die Energiespeicherung. Da bei Auf- und Entladung, der Wirkungsgrad der Batterie berücksichtigt werden muss, wird in

$$P_{Batt,charge} = (P_{PV,Batt} + P_{Net,Batt}) \cdot \eta_{Batt,charge} \tag{3.4}$$

und

$$P_{Batt,discharge} = \frac{P_{Batt,Load} + P_{Batt,Net}}{\eta_{Batt,discharge}} \tag{3.5}$$

die entsprechende Anpassung vorgenommen. Die Ladeleistung ergibt sich aus der Summe von PV und Netz, wobei zur Last oder ins Netz entladen wird. Die Speicher- oder Energiegleichung beschreibt den Ladezustand, indem immer der zeitlich vorherige Energiewert zu den Ladeleistungen addiert wird, welche mit der Zeiteinheit multipliziert wird. Dadurch ergibt sich eine Abhängigkeit zu den vorhergehenden Berechnungen und der Speicher ist:

$$E_{Batt}[t] = E_{Batt}[t-1] + P_{Batt,charge}[t] \cdot t_h - P_{Batt,discharge}[t] \cdot t_h \tag{3.6}$$

Um das Modell umzusetzen und Berechnungen durchzuführen, wird ein Ansatz gewählt der eine Implementierung in Matlab voraussetzt. Die Optimierungsaufgaben können in der Umgebung YALMIP und dem Solver GUROBI entwickelt und berechnet werden. Die Optimierungsberechnung erlaubt eine genaue theoretische Auswertung aller Zustands- und Ausgangsgrößen, wobei das gewählte Zeitfenster dieser Optimierung auf ein ganzes Jahr begrenzt ist. Da es möglich ist Zeitreihen, Lastkurven und Strahlungsdaten eines ganzen Jahres mit ausreichender Genauigkeit zu finden, können diese Modellberechnungen mit praxisnahen und plausiblen Werten stattfinden. Als erstes sind die Modellgleichungen und die Optimierungsaufgabe

zu implementieren. Da es sich in erster Linie um ein lineares Mixed Integer Problem (MIP) handelt das durch lineare Gleichungen und Ungleichungen beschrieben werden kann, sind die Lösungsalgorithmen für diese Art von Problemen gut ausgereift. Um die lineare Programmierung zu formulieren, müssen alle Gleichungen, Beschränkungen und Zielfunktion in einem Gleichungssystem definiert werden. Die definierten Lösungsvariablen in den Gleichungen sind als rein positive Double-Werte zu verstehen und sind daher durch Begrenzungen in das System eingefügt. Die einzige Lösungsrestriktion ist eine nach oben hin begrenzte Netzleistung von maximal dem doppelten Wert des Lastkurvenmaximum, um im Stromnetz keine allzu hohen Spitzen zu erzeugen. In Tabelle 3.2 sind die Variablen angeführt. Die restlichen Größen sind durch rechnerische oder vorgegebene Grenzen definiert. Um die Endergebnisse zu erhalten, werden die optimierten Werte zu weiteren Berechnungen genutzt.

Tabelle 3.2.: Optimierungsvariablen mit Grenzen und Restriktionen als Vorgaben

Optimierungs-Variablen	**max. Grenze**	**min. Grenze**
E_{Batt}	$E_{Batt,max}$	$E_{Batt,DoD}$
$P_{PV,Batt}$	$P_{PV,max}$	0kW
$P_{PV,Load}$	$P_{PV,max}$	0kW
$P_{PV,Net}$	$P_{PV,max}$	0kW
$P_{Batt,charge}$	$P_{Batt,max}$	0kW
$P_{Batt,discharge}$	$P_{Batt,max}$	0kW
$P_{Net,Batt}$	$P_{Batt,max}$	0kW
$P_{Batt,Load}$	$P_{Batt,max}$	0kW
$P_{Batt,Net}$	$P_{Batt,max}$	0kW
$P_{Net,Load}$	-	0kW
P_{Net}	$2 \cdot P_{Load,max}$	-

3.2. Wirtschaftliches Modell

Das wirtschaftliche Modell, welches als Übermodell angesehen wird, beeinflusst durch die Wahl der Tarifmodelle und wirtschaftlichen Parameter die Optimierung des technischen Modells. Aus den berechneten Leistungsflüssen und Optimierungsvariablen werden im wirtschaftlichen Modell die Auswertungen berechnet. Die Abbildung 3.2 stellt den Zusammenhang beider Modelle dar, wobei die wirtschaftlichen Eingangsgrößen einen maßgeblichen Einfluss auf die Optimierung haben. Die Tarife und die gewünschte Zielfunktion, werden die Optimierung und die Leistungsflüsse wesentlich steuern.

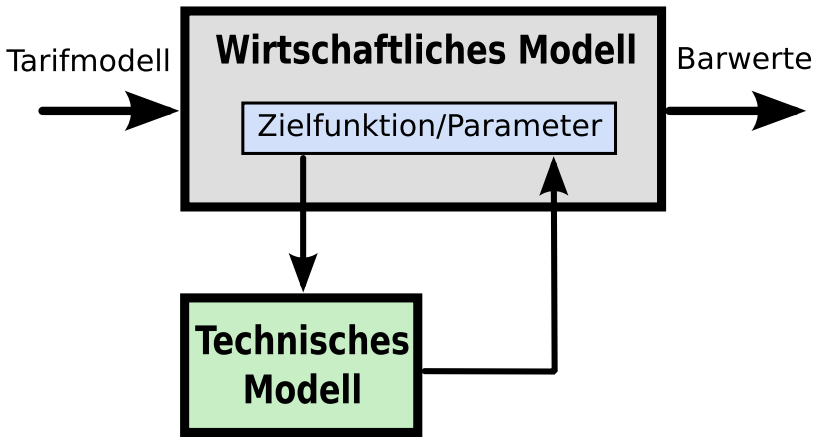


Abbildung 3.2.: Modellstruktur, Wirtschaftliches Modell beeinflusst technisches Modell, Parameter, Optionen und Zielfunktion

Da die Auswertungen der Optimierungsberechnungen auf wirtschaftliche Überlegungen hinauslaufen, werden die Modellergebnisse auf vergleichbare Werte mit finanzmathematischen Ansätzen umgerechnet. Die Barwert-Methode dient dazu, um eine wirtschaftliche Abschätzung einer Investition zu erhalten, dabei werden Einnahmen, Einsparungen, Ausgaben und natürlich die Investitionskosten einer Anlage berücksichtigt. Da der Barwert

das Modell wirtschaftlich beschreibt und durch Berechnung aller Szenarien und Kombinationen, die Vergleichbarkeit ermöglicht, wird dieser nicht als Zielfunktion verwendet, sondern erst durch die Optimierten Werte ermittelt. In dem Modell wird von zwei Möglichkeiten ausgegangen, eine Investition in eine PV-Anlage mit Speicher und einer reinen speicherbasierten Lösung, falls eine Photovoltaikanlage nicht sinnvoll eingesetzt werden kann. Die Formel für eine Barwert- oder NPV-(Net-Present-Value) Berechnung ist allgemein:

$$NPV_{Allg} = \sum_{t=0}^{T_{LZ}} \frac{R_t}{(1+i)^t} = -I_0 + \sum_{t=1}^{T_{LZ}} \frac{E_t - A_t}{(1+i)^t} \tag{3.7}$$

Wobei R_t den Cash-Flow, daher Einkommen minus Ausgaben ($E_t - A_t$) darstellt. Die Diskontrate i ist gleich dem Zinssatz einer Investition am Finanzmarkt und wird mit 2% angenommen. Der Wert T_{LZ} ist die angenommene Laufzeit oder Lebensdauer der Anlage. Da für das PV- und Speichersystem verschiedene Lebensdauern angenommen werden, muss bei der Barwertberechnung eine Re-Investition, durch begrenzte Ladezyklen, in neue Speicherbatterien berücksichtigt werden. Da für zukünftige Technologien eine Lernrate und technologischer Fortschritt angenommen werden kann ($LR = 0,75$)[2], ist für die Investition nach 10 Jahren (Lebensdauer Speicherbatterien, $T_{L,Batt}$) nur mehr ein Teil der ersten zu berücksichtigen. Es soll hiermit angenommen werden, dass die zweite Anschaffung nur mehr neue Speicher, jedoch keine neuen Umrichter oder Systemkomponenten beinhalten soll. Daher können die variablen Investitionskosten für diese Erneuerung als brauchbare Werte in dieser Berechnung eingehen. Die endgültige Barwertberechnung mit den gesamten Investitionen über 20 Jahre (T_{LZ}) ist mit,

$$\begin{aligned} NPV_{Model} = &- (I_{PV,var} \cdot P_{PV,max}) \\ &- [I_{Batt,fix} + I_{Batt,var} \cdot E_{Batt} \cdot (1 + \frac{LR}{(1+i)^{T_{LZ}}})] \\ &+ \sum_{t=1}^{T_{LZ}} \frac{E_t - A_t}{(1+i)^t} \end{aligned} \tag{3.8}$$

[2]wobei eine höhere Lernrate durch Skaleneffekte und technologischen Lernens möglich ist, *Preise für Photovoltaik-Speicher deutlich gesunken* 2015

für das Modell angegeben.

Um die Ein- und Ausgaben zu erhalten, werden nun die Modellgrößen herangezogen und mit den gewählten Einspeise- und Bezugsstromtarife berechnet. Um für die gesamte Betrachtungsdauer, von $T = 1$a die Ergebnisse zu erhalten, werden alle Viertelstündlichen Werte aufsummiert und für jedes Jahr abgezinst. Um von den momentanen Leistungen auf einen Energiebetrag zu kommen wird mit $t_h = 1/4$h multipliziert. Die Einnahmen:

$$E_t = \sum^{T} [(P_{PV,Net} + P_{Batt,Net}) \cdot t_h] \cdot p_{el,feedin} \tag{3.9}$$

hängen direkt mit der von der PV-Anlage und der Batterie ins Netz zurückgelieferte Energie zusammen, wobei der fixe Einspeisetarif benutzt wird. Die Ausgaben entstehen durch Energiebezug aus dem Netz direkt zur Lastabdeckung oder als Ladeenergie in die Batterie mit dem Bezugstarif:

$$A_t = \sum^{T} [(P_{Net,Load} + P_{Net,Batt}) \cdot t_h] \cdot p_{el,purch} \tag{3.10}$$

Zusätzlich, wird die sogenannte Ersparnis berechnet, welche sich aus dem Eigenverbrauch der PV und Batterie vom Netz ergibt:

$$\begin{aligned} S_t = \sum^{T} [& P_{PV,Load} \cdot t_h \cdot p_{el,purch,stand} \\ & + P_{Batt,p1,Load} \cdot t_h \cdot (p_{el,purch,stand} - p_{el,purch,p1}) \\ & + P_{Batt,p2,Load} \cdot t_h \cdot (p_{el,purch,stand} - p_{el,purch,p2}) \\ & + \quad ... \quad] \end{aligned} \tag{3.11}$$

Der gewählte Tarif für diesen Vergleich wird mit dem Standard-Bezugstarif gewählt, da in Hinblick auf die Einsparung gegenüber Standardkonfiguration ohne PV und Speicher argumentiert wird. Bei Speicherladung aus dem Netz wird der momentane Energiepreis einbezogen. In der Berechnung in Matlab muss die Energie im Speicher zwischen den unterschiedlichen Vergütungen differenziert werden, da Energie aus PV oder dem Netz andere Einsparungspotentiale haben, wobei der Index p das Preislevel der bezogenen Energie angibt.

Mit diesen berechneten Werten ist nun eine wirtschaftlich sinnvolle Betrachtung der Modelloptimierung möglich und dadurch direkt vergleichbar. Um gute Referenz- und Vergleichswerte mit einem Modell mit Photovoltaik-Anlage ohne einen Speicher zu erhalten, können diese Berechnungen auch angewendet werden, jedoch fällt die Optimierung des Modells weg und es kann durch eine einfache Einspeisung, wenn ein Überschuss besteht ausgegangen werden. Das Netz muss bei geringer PV-Leistung die Residuallast ausgleichen.

Die Berechnungen erfolgen auch in Matlab, da hier die Optimierung des Modells ebenfalls implementiert wurde. Da nach Ausführung der Optimierungsberechnungen die Werte für die wirtschaftlichen Auswertungen bereitgestellt sind, soll dieser Ablauf für die verschiedenen Szenarien programmiert und abgearbeitet werden. In nachfolgendem Kapitel werden die Ergebnisse der konfigurierten Fallstudien präsentiert.

3.3. Skalierung des Modells

Die Wahl der Eingangsgrößen und der Parameter beeinflusst wesentlich die zu untersuchenden Szenarien und Modelle, wobei auch die Ausgangsgrößen in einem abgeschlossenen System gewählt werden. Da der Ansatz durch ein Modell eines Haushalts mit Photovoltaik und Speicher gewählt wird, können die Parameter und Größen durch standardisierte Zeitreihen und Werte von Systemen am Markt gewählt werden.

3.3.1. Wahl der Ein- und Ausgangsgrößen

Im Modell mit Photovoltaik-Anlage und Speicher, wird die Sonneneinstrahlung, welche die aktuelle Leistung der PV bestimmt und den maßgeblichen Eingangswert darstellt, als eine exakt gemessene Zeitreihe eingesetzt. In der Online-Datenbank SoDA[3] werden eben diese bereitgestellt und zum Download angeboten. Die gewählte Zeitreihe stammt aus dem Jahr 2005

[3] *SoDa - Free time-series of solar radiation data* 2015
`http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_free_eng.php`

und wurde per Satellitmessung bestimmt. Hierbei handelt es sich um Strahlungsdaten von MINES ParisTech / Armines / Transvalor (France). Als Ortskoordinaten wurde Wien (latitude north 48,2°; longitude east 16,363°) gewählt. In Abbildung 3.3 sind die Daten in einem Diagramm dargestellt und es zeigt sich hier gut das Maximum von ca. 950W/m^2 an einem schönen Sommertag Ende Juni. Die kurzfristigen Schwankungen werden durch das Wetter und Bewölkung verursacht und lassen die Strahlung teils sehr stark absinken.

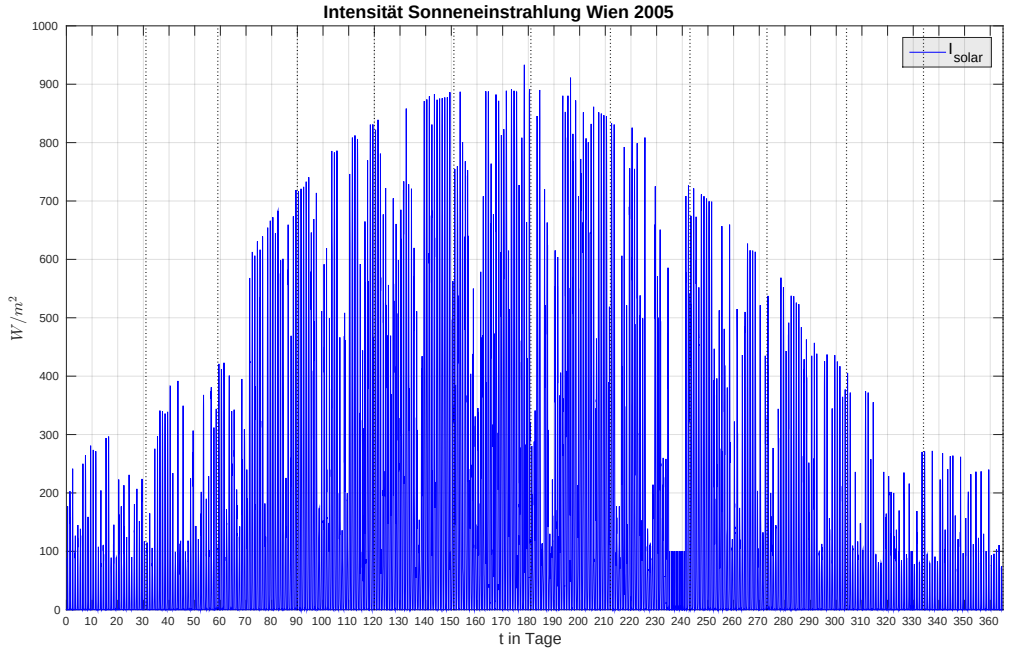


Abbildung 3.3.: Sonneneinstrahlungsdaten Wien über ganzes Jahr 2005, *SoDa - Free time-series of solar radiation data* 2015

Um mit diesen Strahlungsdaten arbeiten zu können, müssen noch Umrechnungen erfolgen die Rückschlüsse auf die Leistung der installierten Photovoltaik-Anlage zulässt. Da zu jeder Jahreszeit der Sonnenstandwinkel unterschiedlich ist, muss diese Winkelabhängigkeit definiert werden. In der nachfolgenden Gleichung für Sonnenstandänderung:

$$\beta_{solar}(t) = 90° - \alpha_{lat,vienna} + [\gamma_{earth} \cdot \cos((t - 172d) \cdot 2\pi/T)] \tag{3.12}$$

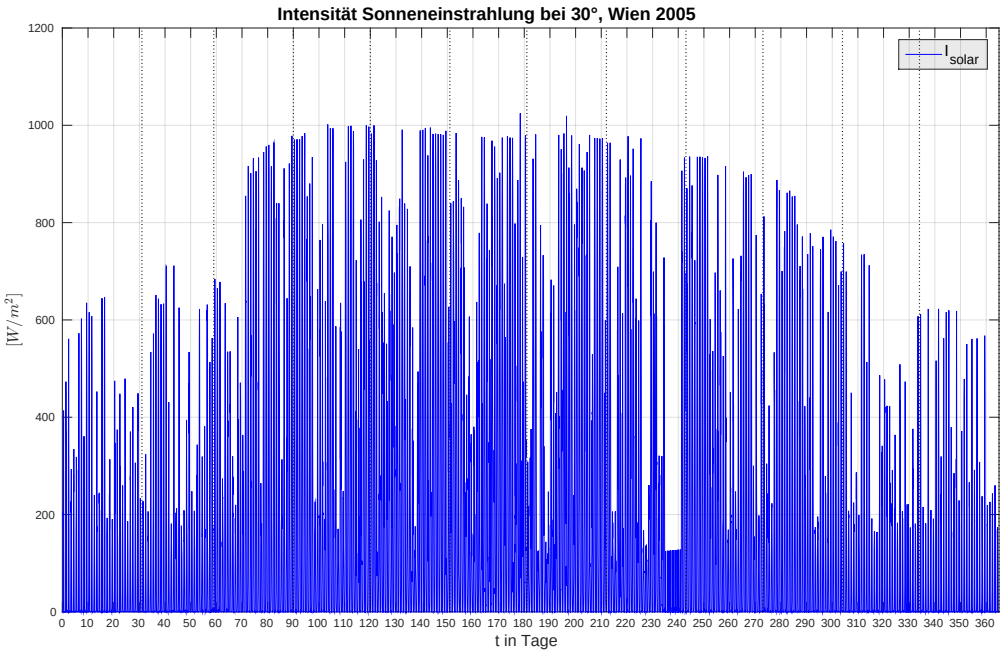


Abbildung 3.4.: Sonneneinstrahlungsdaten Wien über ganzes Jahr 2005, bei 30°Panelneigung

ist beschrieben, wie sich zu jeder Stunde des Jahres dieser Winkel in Abhängigkeit des zu beobachtenden Ortes (Wien) zur Sonne ändert. Der Winkel $\alpha_{lat,vienna}$ ist der geographische Breitengrad, $(48,2°)$ und γ_{earth} ist der Neigungswinkel der Erdachse (23.44°). Damit kann nun mit dem Winkel der PV-Anlage ($\alpha_{PV} = 30°$), die Intensität an den Photovoltaikpanelen berechnet werden:

$$I_{Solar,PV}(t) = I_{Solar}(t) \cdot \frac{\sin[(\beta_{solar}(t) + \alpha_{PV})]}{\sin[\beta_{solar}(t)]} \tag{3.13}$$

Die Abbildung 3.4 zeigt nun diese Sonneneinstrahlung und es stellt sich heraus, dass durch diese Neigung der PV-Anlage bzw. des Daches eine bessere Ausnützung über das gesamte Jahr beobachtbar ist, laut Berechnung sogar 33%.

Je nach Fläche der Anlage kann die Leistung mit dem Wirkungsgrad erhalten

werden ($\eta_{PV} \sim 10\%$)[4], wie in der PV-Leistungsgleichung beschrieben:

$$P_{PV}(t) = I_{Solar,PV}(t) \cdot A_{PV} \cdot \eta_{PV} \tag{3.14}$$

Eine weiter Eingangsgröße der Optimierung ist das Lastprofil der Verbraucher oder des Haushalts. Hier finden sich in Online Datenbanken unzählige Messungen und Standardlastprofile, welche für die Berechnung geeignet sind. Die gewählte Lastprofilzeitreihe hat eine Auflösung von 1/4 Stunde und ist auf 1000kWh/a normiert, um eine einfache Anpassung an geforderte Werte zu erreichen. Es handelt sich hierbei um ein Lastprofil von ESTW[5], welches auf die Zeitumstellung[6] angepasst wurde. Es zeigt sich, dass diese Umstellung ein Problem bei der Berechnung darstellt, wenn für dieses Modell keine Verschiebung der Zeitreihen gemacht wird. Es wird daher angenommen, dass alle Zeiten als Winterzeit (CET) betrachtet werden. Einen Ausschnitt aus diesem Standardlastprofil wird in Abbildung 3.5 dargestellt und es zeigt sehr deutlich den Unterschied zwischen einer Winter- und Sommerwoche. Der Energiebedarf in den kalten und dunklen Monaten ist um ein Vielfaches höher als im Sommer, da jedoch in der sonnigen Jahreszeit mehr PV-Ertrag entsteht gibt es eine inverse Korrelation zwischen Verbrauch und Erzeugung. Dadurch ergibt es Sinn diese überschüssige Energie zu speichern, um nicht ins Netz einspeisen zu müssen.

[4] vgl. *Solarzellen* 2015
`http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/vergleich`

[5] *ESTW - Erlanger Stadtwerke AG - Standardlastprofile ESTW AG* 2015
`http://www.estw.de/de/Kopfnavigation/Netze/Veroeffentlichungspflichten/Stromnetz/Standardlastprofile-ESTW-AG/Standardlastprofile-ESTW-AG.html`

[6] Zeiten mit leeren oder doppelten Einträgen angepasst, Winterzeit als Norm

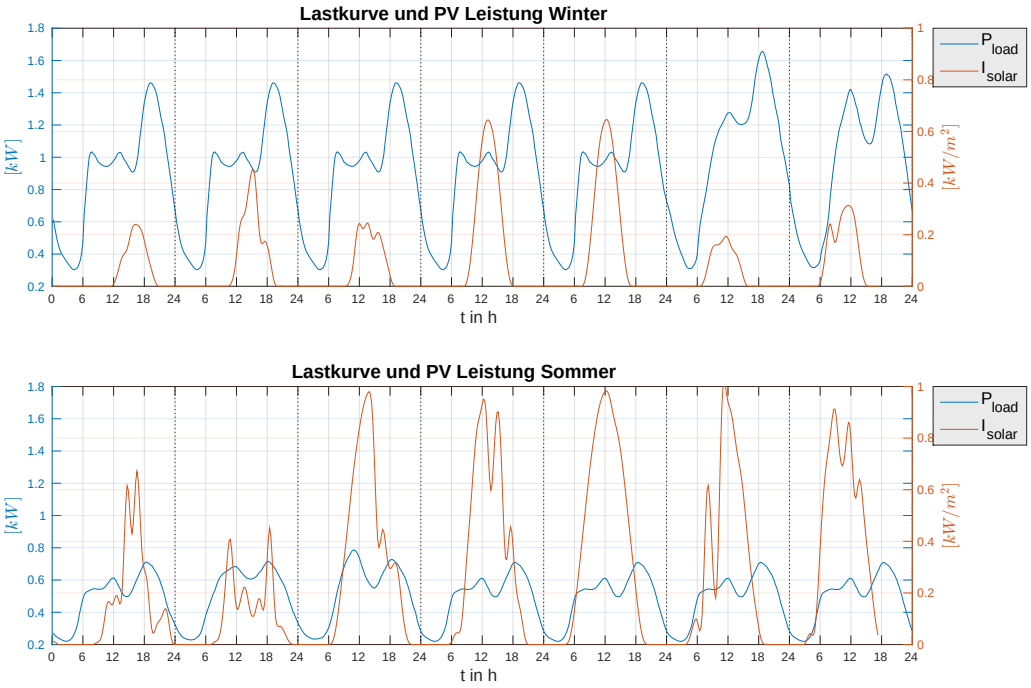


Abbildung 3.5.: ESTW-Standardlastprofil und Strahlungsdaten, Woche im Vergleich Sommer und Winter

3.3.2. Tarifmodelle

Als weiteres werden die gewählten Tarife für das Modell beschrieben. Da der Hauptteil dieser Arbeit darauf aufbaut verschiedene Tarifmodelle zu untersuchen, können hiermit die unterschiedlichen Szenarien definiert werden. Um einen plausiblen Wertebereich abzuschätzen ist es notwendig die am Markt vorhandenen Tarife zu vergleichen. Durch den Online-Tarifkalkulator[7] sowie aus ähnlichen Quellen, wird ein durchschnittlicher Tarif für den Energiebezug aus dem Netz mit ca. 20€cent/kWh angenommen. Es wird dieser Strombezugspreis als Standardtarif für weitere Berechnungen definiert. Der Preis für die Energieeinspeisung ins Netz wird meist als geförderter Tarif von 7€cent/kWh angeboten. Dieser Einspeisetarif wird als fixierter Wert angenommen und ändert sich in den Modellüberlegungen nicht. In den weiteren Überlegungen sind die Tarife und Strompreise der gesamte, vom Kunden zu entrichtende Betrag. Wie in Kapitel 2.3 definiert, sind die Tarife oder Strompreise eine Summe aus Energie- und Netzpreis, sowie den Abgaben und Steuern. Die Teuerungsrate wird mit $1,5\%$ angenommen, dadurch erhöht sich der Stromtarif jedes Jahr um diesen Faktor.

Die Stromgestehungskosten (LCOE) einer PV-Anlage für Haushaltsgrößen liegen bei $8,5$€cent/kWh.[8] Dadurch wird eine Nutzung für Eigenverbrauch angestrebt, um wirtschaftlichere Ergebnisse zu erhalten.

Die folgenden Tarifmodelle sind durch Variation der konstanten, variablen und dynamischen Tarifstandards entstanden, wobei auf die Lastkurve und deren Spitzen eingegangen wurde. Als Grundgerüst hat ein zweistufiges TOU-Tarifmodell gedient und wurde für weitere TOU-, sowie RTP-Tarife aufbereitet. Daher ergeben sich teils sehr ähnliche Tarifformen, wobei durch experimentelles Testen die sechs folgenden Tarife in das Modell eingeflossen sind. Es wird ein Flat-Tarif (Status-Quo), drei TOU-Tarife und ein RTP-Tarif, sowie ein Hybrid (Auto-TOU/RTP) aus beiden erzeugt.

[7] *Tarifkalkulator - E-Control* 2015
`http://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/toolbox/tarifkalkulator`

[8] Wirth, 2015
`https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf`

Standard-Tarif (Flat)

Die Abbildung 3.6 stellt den gewählten Standardtarif[9] über den Tag dar. Die Lastkurve wird zusätzlich angezeigt um eine bessere Übersicht zu bekommen. Da die Werte konstant über den Tag gleich bleiben, wird hier die einfachste Tarifform für den Endverbraucher gezeigt. Haushaltskunden können meist nur aus Flat-Tarifen wählen. In Tabelle 3.3 werden die Preise übersichtlich dargestellt, wobei hier die Standardwerte angenommen werden und keine Unterscheidung zwischen Sommer- und Winterzeit besteht.

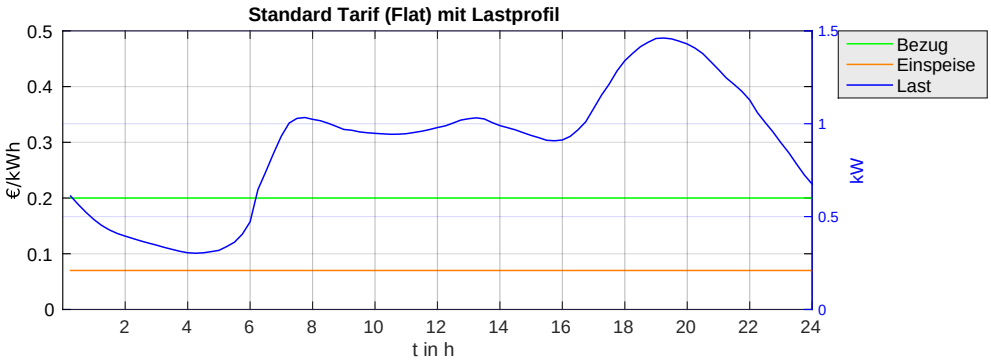


Abbildung 3.6.: Tagesverlauf von Standard Tarif (Flat) mit Lastkurve

Tabelle 3.3.: Strompreise und Stufen mit Zeiten, Standard Tarif (Flat)

Tarifstufe	Zeiteinteilung	Bezug	Einspeisung
Standard	0-24h	0,20€/kWh	0,07€/kWh

Dieses erstes Tarifszenario wird in dem Modell keine Optimierung bezüglich der Speicherausnutzung hervorrufen, einzig bei überschüssiger PV-Energieerzeugung wird eingespeichert um nicht einspeisen zu müssen. Die Arbitrage bezüglich des Bezugspreises und des PV-Stroms wird keine Anreize liefern, dass aus dem Netz in den Speicher geladen wird. Dafür müssen andere Tarifformen eingesetzt werden.

[9] *Wie setzt sich mein Strompreis zusammen?* | *stromliste.at - Ihr Energieratgeber* 2015 `http://stromliste.at/strompreis/zusammensetzung`

Einstufiger Time-Of-Use Tarif (TOU)

Der Tarif hat ein zusätzliches teureres Preisniveau über dem Standardpreis, siehe Abbildung 3.7. In Zeiten der Morgen- und Abendspitzen wird ein Anreiz geschaffen Energie aus der PV-Anlage oder aus dem Speicher zu beziehen. Diese Eigenverbrauchsenergie kann als Einsparung gegenüber dem Standardszenario gesehen werden. Dadurch ist es notwendig den zu Mittagszeiten vorhandenen Strom aus Solarenergie zu speichern und als Nachtreserve zu nutzen. Die Preisniveaus und Zeiteinteilungen sind in Tabelle 3.4 aufgelistet.

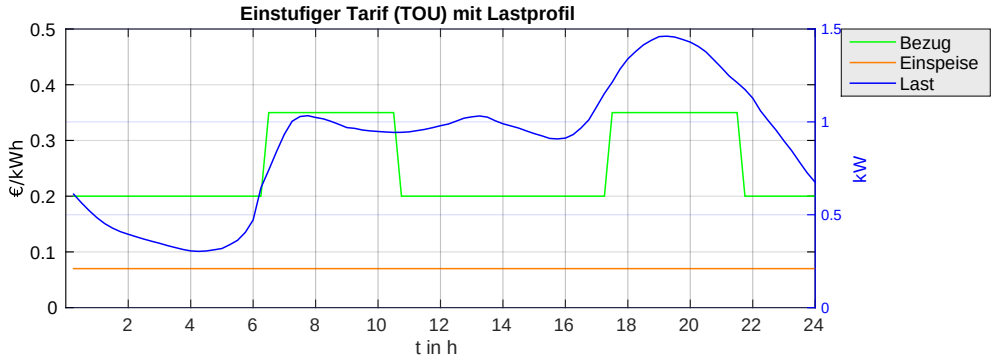


Abbildung 3.7.: Tagesverlauf von Einstufiger Time-Of-Use Tarif (TOU) mit Lastkurve

Tabelle 3.4.: Strompreise und Stufen mit Zeiten, Einstufiger Time-Of-Use Tarif (TOU)

Tarifstufe	Zeiteinteilung	Bezug	Einspeisung
Standard	0-24h	0,20€/kWh	0,07€/kWh
Stufe 1	6-10h u.17-21h	0,35€/kWh	

Zweistufiger Time-Of-Use Tarif (TOU)

Durch eine Erweiterung um eine billigere Nachttarifstufe zwischen 2 und 4 Uhr morgens wird dieser zweistufigen Tarif definiert, wie in Abbildung 3.8 gezeigt. Durch die günstige Energie in den Nachtstunden soll gesorgt werden, dass der Speicher geladen wird um für regnerische oder Wintertage gerüstet zu sein. Das Konzept des Nachtstromspeichers ist schon seit längerem bekannt, jedenfalls gibt es hier ein Lastminima, welches mit günstigen Preisen ausgenutzt wird. Dieser Tarif wird ebenfalls für Kunden ohne PV-Anlage einen Nutzen bringen und die Investition in einen Speicher verbessern. Die Tabelle 3.5 zeigt die Werte der Tarifstufen.

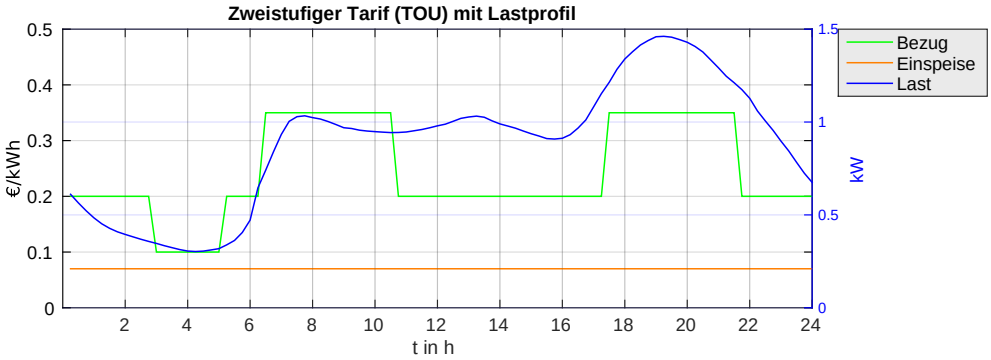


Abbildung 3.8.: Tagesverlauf von Zweistufiger Time-Of-Use Tarif (TOU) mit Lastkurve

Tabelle 3.5.: Strompreise und Stufen mit Zeiten, Zweistufiger Time-Of-Use Tarif (TOU)

Tarifstufe	Zeiteinteilung	Bezug	Einspeisung
Standard	0-24h	0,20€/kWh	0,07€/kWh
Stufe 1	3-5h	0,10€/kWh	
Stufe 2	6-10h u.17-21h	0,35€/kWh	

Dreistufiger Time-Of-Use Tarif (TOU)

Die dritte Stufe im Tarifmodell soll den konstant hohen Verbrauch in den Nachmittagsstunden begrenzen und auf Speicher- oder PV-Energie zurückgreifen. Der gewählte Preis liegt zwischen Standard und Maximum. Die Abbildung 3.9 zeigt diese Verteilung über einen Tag mit Überblick auf die Lastkurve. Eine Verbesserung der wirtschaftlichen Ergebnisse wird angestrebt und Zahlungen an den Energielieferanten sollen steigen. Die Werte- und Zeitaufteilung ist in Tabelle 3.6 gelistet. Die drei Stufen dieses Tarifs sind die höchste Aufteilung, da keine signifikante Verbesserung erwartet wird. Mehrere Stufen werden erst bei Tarifen in Annäherung des Spotmarkt definiert.

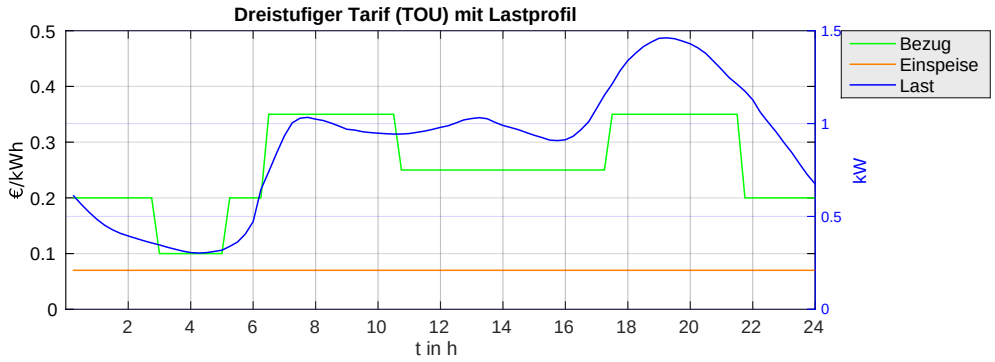


Abbildung 3.9.: Tagesverlauf von Dreistufiger Time-Of-Use Tarif (TOU) mit Lastkurve

Tabelle 3.6.: Strompreise und Stufen mit Zeiten, Dreistufiger Time-Of-Use Tarif (TOU)

Tarifstufe	Zeiteinteilung	Bezug	Einspeisung
Standard	0-24h	0,20€/kWh	0,07€/kWh
Stufe 1	3-5h	0,05€/kWh	
Stufe 2	6-10h u.17-21h	0,35€/kWh	
Stufe 3	10-17h	0,25€/kWh	

Zweistufiger Time-Of-Use Tarif für Sommer und Winter (TOU)

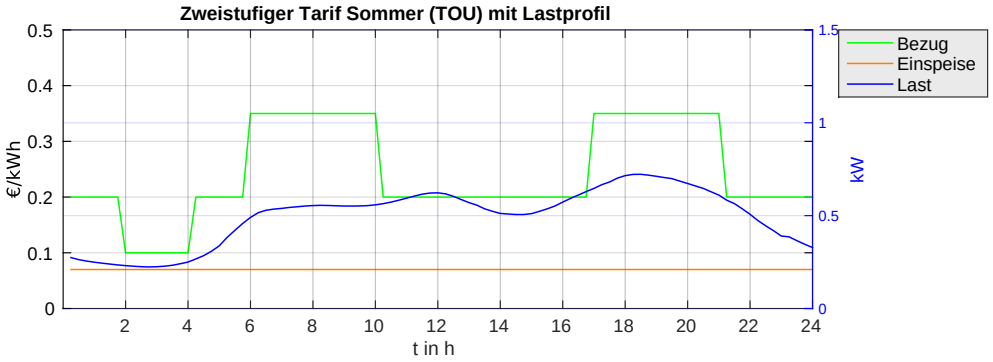
Da durch die unterschiedlichen Zeiten der Sonne, mit Auf- und Untergang in Sommer und Winter sich auch der Energieverbrauch ändert, ist es notwendig eine Anpassung des Tarifs vorzunehmen um diese Verschiebung auszugleichen. Die Abbildung 3.10 zeigt den Zweistufigen Tarif wie bereits beschrieben für die offizielle Sommer- und Winterzeit.[10] Dadurch zeigt sich bei einem Vergleich der Zeiten und Tarife in Tabelle 3.7, dass nur eine minimale Anpassung eine gute Annäherung an das Lastprofil bringt. In den späteren Berechnungen wird dadurch eine Verbesserung bezüglich der Optimierung und des Barwertes erhofft.

Tabelle 3.7.: Strompreise und Stufen mit Zeiten, Zweistufiger Time-Of-Use Tarif für Sommer und Winter (TOU)

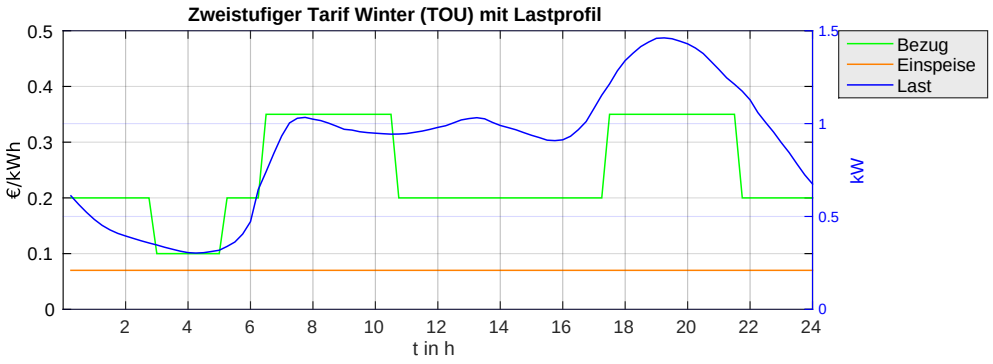
Tarifstufe	**Zeiteinteilung**	**Bezug**	**Einspeisung**
Standard	0-24h	0,20€/kWh	0,07€/kWh
Stufe 1 Winter	3-5h	0,10€/kWh	
Stufe 2 Winter	6:30-10:30h 17:30-21:30h	0,35€/kWh	
Stufe 1 Sommer	2-4h	0,10€/kWh	
Stufe 2 Sommer	6-10h u.17-21h	0,35€/kWh	

Obwohl hier nur der zweistufige Tarif definiert wird, ist der dreistufige analog dazu anzunehmen. In den Berechnungen und Auswertungen soll er als Vergleich einbezogen werden. Damit sind die Anpassungen der Stufentarife abgeschlossen.

[10] Die Zeitumstellung wird aus Gründen der Vergleichbarkeit nicht berücksichtigt, sodass hier die Stunden im Sommer auch nach der offiziellen Winterzeit gesehen werden. Die Umstellung von 02:00 Uhr auf 03:00 im Frühling würde sonst eine Lücke verursachen und bei der Berechnung erhebliche Probleme und Mehraufwand bedeuten.



(a)



(b)

Abbildung 3.10.: Tagesverlauf von Zweistufiger Time-Of-Use Tarif für Sommer und Winter (TOU) a) Sommer und b) Winter

Kundenabhängiger Tarif (TOU/RTP Hybrid)

Dieser kundenabhängige oder lastabhängige Tarif wird wie ein dynamic-TOU (Time Of Use) oder Realtime-Pricing Methode gehandhabt. Die 2 verschiedenen Tarifstufen sind zeitlich dynamisch in Matlab an die Lastkurve gekoppelt. Dadurch ergeben sich 3 verschiedene Werte des Bezugstarif wie in Tabelle 3.8 beschrieben. Um eine gute Einteilung in Spitzenzeiten zu erhalten, wird der Tagesdurchschnittsverbrauch genommen und bei Über- oder Unterschreitung des 1,2 bzw. 0,5 fachen Wert in die entsprechende Stufe gewechselt, wobei diese Abstufung experimentell gewählt wurde. Die grobe Abschätzung zeigt Abbildung 3.11, wobei es effektivere und genauere Einteilung für Real-Time-Pricing-Tarife gibt. Durch diesen Tarif werden die Spitzen bereits im Modell durch höhere Preise bestraft, dadurch ergibt sich eine Speicheroptimierung die das auszugleichen versucht. Diese kundenabhängigen Tarife können durch Messung bestimmt und weitergegeben werden.

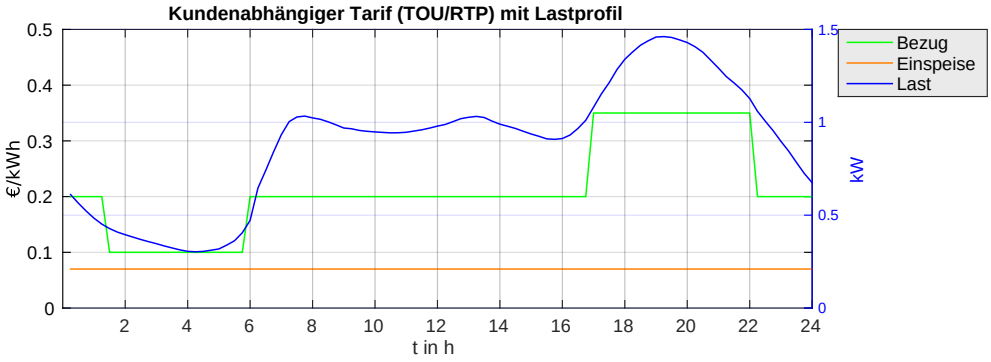


Abbildung 3.11.: Tagesverlauf von kundenabhängiger Tarif (TOU/RTP Hybrid) mit Lastkurve

Tabelle 3.8.: Strompreise und Stufen mit Zeiten, Kundenabhängiger Tarif (TOU/RTP Hybrid)

Tarifstufe	Zeiteinteilung	Bezug	Einspeisung
Standard	0-24h	0,20€/kWh	0,07€/kWh
Stufe 1	Min.	0,10€/kWh	
Stufe 2	Max.	0,35€/kWh	

Real-Time-Pricing Tarif nach EPEX-Spotmarkt (RTP)

Der Tarif nach EPEX-Spotmarkt, wie inAbbildung 3.12 gezeigt, hat durch den Handel an der Strombörse im Day-ahead Markt [11] einen lastähnlichen Verlauf.[12], da durch Angebot und Nachfrage die Preise variieren ergibt sich ein sogenanntes Realtime Pricing (RTP). In diesem Falle der Strompreise aus dem Jahr 2014 sind sie einer großen Schwankung unterlegen. Um den Spotmarkttarif sinnvoll aufzubereiten wird als Überlegung angenommen, dass der Tarif bei Standardkonfiguration ohne Speicher und PV mit der gegebenen Lastkurve die selben Ausgaben bzw. Einnahmen verursachen soll. Für die Anpassung wird ein Faktor λ berechnet, wobei die Vektoren der Preise, $\mathbf{c}_{el,Stand}$ für Standardpreis über das Jahr und $\mathbf{c}_{el,Spot}$ als Spotpreisvektor mit den Leistungsvektoren $\mathbf{p}_{Load}$ der Standardlastkurve eingesetzt werden:

$$\lambda = \frac{\mathbf{c}_{el,Stand}^{T} \cdot \mathbf{p}_{Load}}{\mathbf{c}_{el,Spot}^{T} \cdot \mathbf{p}_{Load}} \tag{3.15}$$

mit diesem der Tarifvektor multipliziert wird, der Preis berechnet sich zu:

$$\mathbf{c}_{el,SpotNeu} = \lambda \cdot \mathbf{c}_{el,Spot} \tag{3.16}$$

Der Faktor ergibt sich zu $\lambda = 0,566$, das bedeutet eine Verringerung der Preise vom Markt um mehr als 40%. Die Optimierung und Berechnung kann damit weiter fortgesetzt werden und für diesen Tarif Ergebnisse zu liefern.

[11] *Historische Daten : EXAA Energy Exchange Austria* 2015
`http://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten`

[12] durch den Handel an der Strombörse können teils unvorhersehbare Preise entstehen

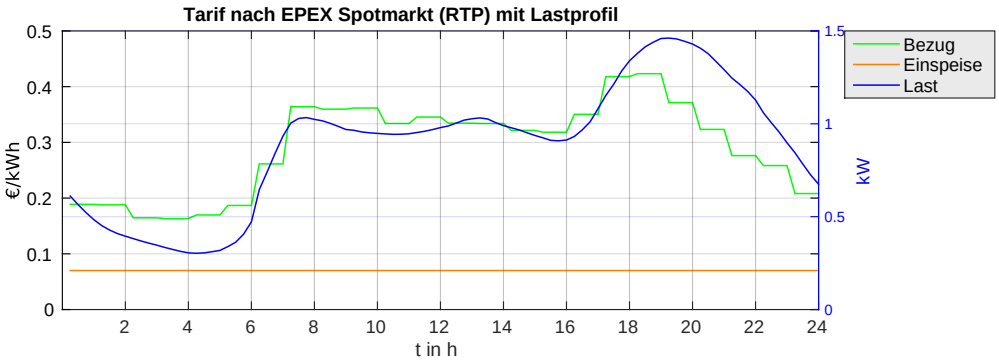


Abbildung 3.12.: Tagesverlauf von Real-Time-Pricing Tarif nach EPEX-Spotmarkt (RTP) mit Lastkurve

3.3.3. Parameter

Die Wahl des Energieverbrauchs für ein Einfamilienhaus mit 4-6 Personen wird mit 6000kWh im Jahr angenommen, wobei hier absichtlich ein höherer Wert gewählt wurde, dadurch multiplizieren sich die Werte des Lastprofils mit dem Faktor 6. Die Werte für das PV-System und dem Speicher wird ebenfalls in Tabelle 3.9 dargestellt. Die Auswahl beruht auf bestehende am Markt erhältliche Systeme[13] und auf Erfahrungswerte sowie Abschätzungen.

[13] vgl. *Solarzellen* 2015
`http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/vergleich`
pv magazine Deutschland: Speicher 2015 2015
`http://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/speicher-2015`

Tabelle 3.9.: fixe gewählte Modellparameter für Optimierungen und weitere Berechnungen,

Parameter	**Symbol**	**Werte**	**Einheit**
Energieverbrauch	E_{Load}	6000	kWh/a
Lebensdauer PV	$T_{LZ,PV}$	20	a
Investition PV var.	$I_{PV,var}$	1600	€/kWp
Investition Batt. fix	$I_{Batt,fix}$	6000	€
Investition Batt. var.	$I_{Batt,var}$	500	€kWh
Spitzenleistung PV	$P_{PV,max}$	5	kWp
Wirkungsgrad PV	η_{PV}	10	%
Lebensdauer Batt.	$T_{LZ,Batt}$	10	a
Energiekapazität Batt.	E_{Batt}	8	kWh
Entladetiefe Batt.	DoD_{Batt}	90	%
Ladezyklen Batt.	cyc_{Batt}	5000	
Spitzenleistung Batt.	$P_{Batt,max}$	4,6	kW
Wirkungsgrad Batt.	$\eta_{Batt,char}$	90	%

4. Ergebnisse

In diesem Kapitel werden nun die verschiedenen Modellszenarien und Tarifmodelle, laut dem gewählten Lösungsansatz und Implementierungen berechnet, die graphische Aufbereitung erfolgt mit Diagrammen und Tabellen, welche die relevanten Daten darstellen. Es werden drei aufeinander folgende Tage gezeigt und dabei die Leistungen, Ladezustände, Einnahmen und Ausgaben gegenübergestellt. Die für diese Arbeit wichtigen Informationen und finanziellen Berechnungen sind wie bereits erwähnt mit Matlab realisiert.

4.1. Fallstudien

Die Fallstudien unterscheiden sich jeweils durch unterschiedlich gewählte Tarife, wobei jedes Szenario einmal im Modell mit und ohne PV-Anlage optimiert wird, um für beide Konfigurationen Auswertungen zu erhalten. Durch die große Anzahl an verschiedenen Parameter und Einstellungen werden die Szenarien mit gleichen Parameterwerten[1] optimiert, durch die eine gute Vergleichbarkeit entsteht.

4.1.1. Standard-Tarif (Flat)

Der Standard-Tarif hat, wie bereits beschrieben nur eine vergleichende Funktion und die Berechnungen stellen das Standardszenario eines Speichers im Haushalt mit und ohne PV dar. Einsparungspotentiale zukünftiger Tarife sind auf diesen und dem Status-Quo zurückzuführen und durch die einfache Verständlichkeit der Abläufe gut zu interpretieren.

[1] Tabelle 3.9

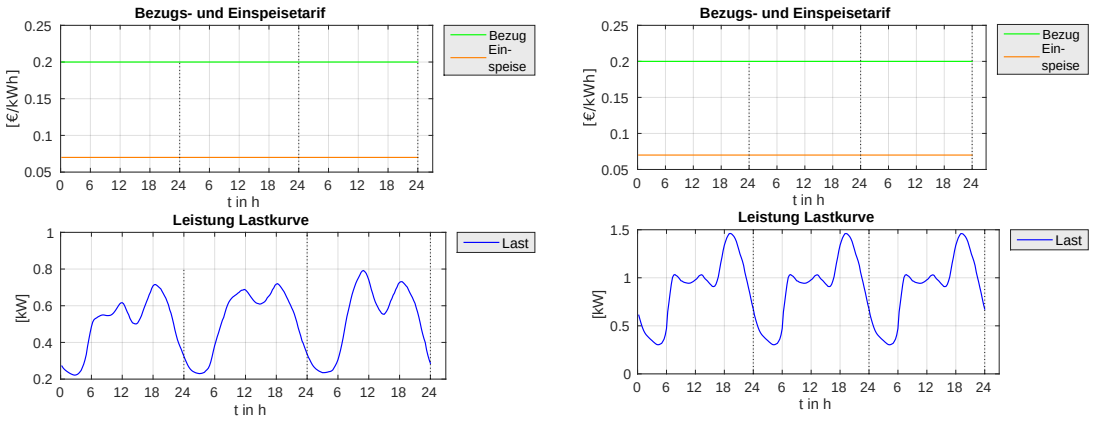
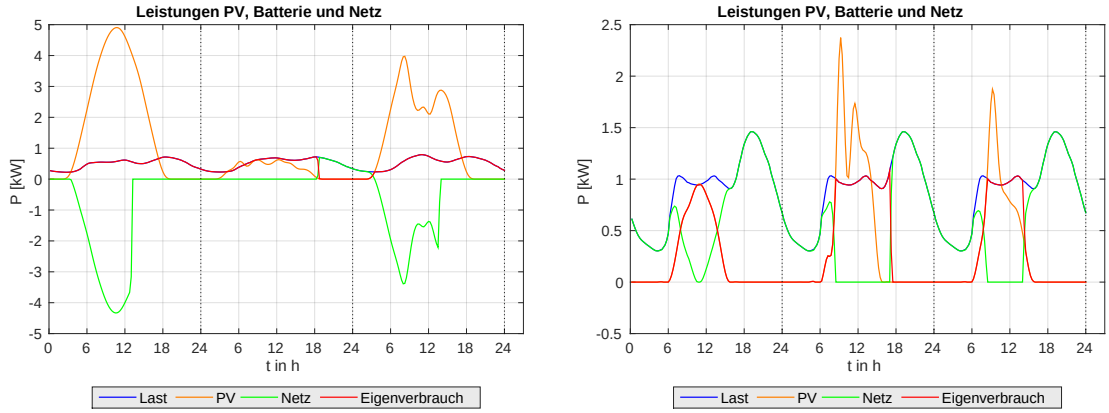


Abbildung 4.1.: mit PV Tarif Standard mit Lastkurve a) Sommer und b) Winter

Die Abbildung 4.1 zeigt als erstes den Tarif und Lastverlauf für typische Sommer- und Wintertage, da die Daten für die beiden Jahreszeiten erheblich schwanken, sind auch alle folgenden Berechnungen für beide Jahresabschnitte gezeigt. Die Lastkurve hat im Sommer ein ausgeprägtes Nachtminimum zwischen 2 und 4 Uhr Morgens, an dem der momentane Lastverbrauch auf knapp $0,2$kW absinkt. Die Tagesmaxima am Vormittag und Abends, sind als solche zu erkennen und der Höchstwert klettert auf ca. $0,8$kW. In den Wintermonaten hält sich die minimale Leistung meist in Bereichen von $0,3 - 0,4$kW auf, wobei der größte Unterschied in der Lastkurve am Tag auftritt. Ein konstant hoher Verbrauch über den Tag von ca. 1kW, steigert sich zu einem Maximum am Abend zu Werten mit knapp $1,5$kW. Der Verlauf hat tagesabhängige Schwankungen, welche an Wochenend- und Werktagen besonders intensiv ausfallen.

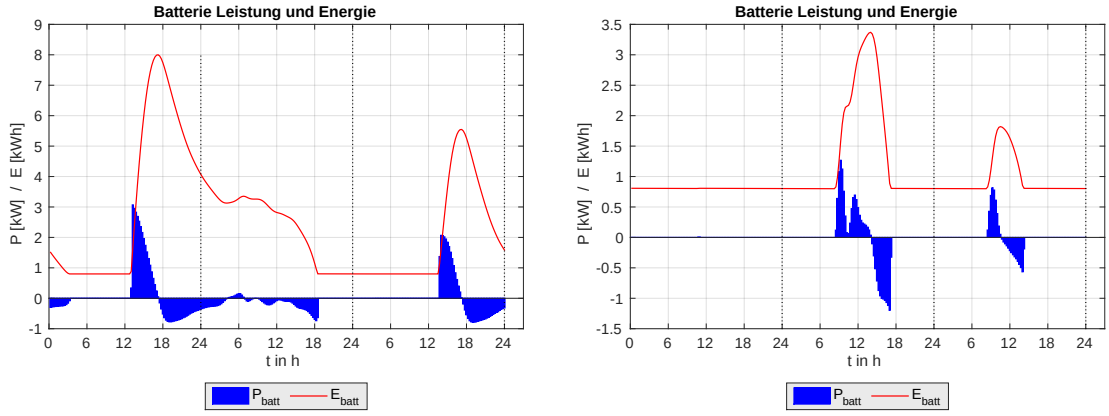
Mit PV Anlage und Speicher

Die Leistungen der PV-Anlage, des Speichers und des Netzes, sind für die Sommertage (a) und Wintertage (b) in Abbildung 4.2 dargestellt. P_{PV} entspricht der Leistung der Photovoltaik-Anlage, wobei die Schwankungen und Unregelmäßigkeiten durch Bewölkung gut erkennbar sind. Die



(a) (b)

Abbildung 4.2.: mit PV Tarif Standard Leistungsverläufe a) Sommer und b) Winter



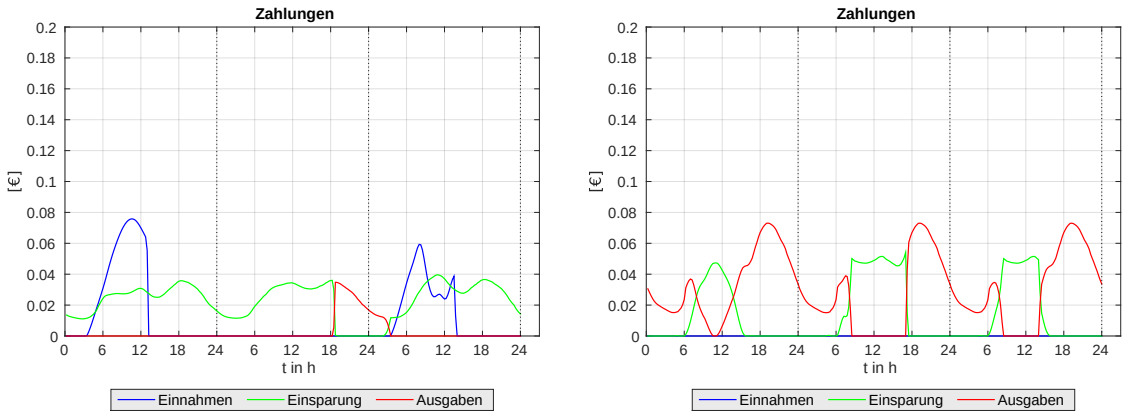
(a) (b)

Abbildung 4.3.: mit PV Tarif Standard Batterieladekurve a) Sommer und b) Winter

Lastkurve P_{Load} wird als Orientierung nochmals dargestellt und wird meist von der Netzleistung P_{Net} oder der Eigenverbrauchsleistung P_{Eigen}, welche die Summe aus $P_{Batt,Load}$ und $P_{PV,Load}$ ist, verdeckt. Es zeigt sich hier im Sommer, dass bei hoher Sonneneinstrahlung und Leistung der PV, ein guter Eigenverbrauchswert entsteht. Die Energie wird für Lastabdeckung genutzt

und der Überschuss bereits zurück ins Netz geliefert oder in den Speicher geladen, siehe Abbildung 4.4 (a). Dadurch kann die abendliche Lastspitze und die Energie in der Nacht bereits vollkommen gedeckt werden. Die PV-Anlage liefert am nächsten Tag nur geringe Energie und dadurch entlädt sich der Speicher bis knapp am Abend bereits bis zur Tiefentladegrenze (DoD), weshalb eine weitere Lastabdeckung als Eigenverbrauch nicht mehr möglich ist. Die Last muss nun erstmals komplett aus dem Netz gedeckt werden. Der nächste Abschnitt hat, durch hohe PV Leistung eine gute Eigenverbrauchsabdeckung über den Tag. Durch den Einsatz des Speichersystems, erhöht sich der Eigenverbrauch bei optimaler Ausnutzung der PV-Energie von 43% auf knapp 72%.

In den Wintermonaten (b), an denen naturgemäß die Lastabdeckung durch PV eher geringer wird, muss der größere Teil der Energie aus dem Netz bezogen werden. Die geringe PV Leistung hat nur einen verringernden Einfluss auf die Netzleistung. Es wird nichts eingespeist und der Speicher wird nur bei guter Wetterlage genutzt. Dieses Szenario wird, bei genauer Betrachtung einen Nachteil sowohl im Sommer als auch im Winter aufweisen. Der Speicher ist nahezu nur von der PV-Anlage abhängig und wird dadurch vom Wetter beeinflussend genutzt, deswegen ist der Sinn einer solchen Investition zweifelhaft.



(a) (b)

Abbildung 4.4.: mit PV Tarif Standard Ein- Ausgaben a) Sommer und b) Winter

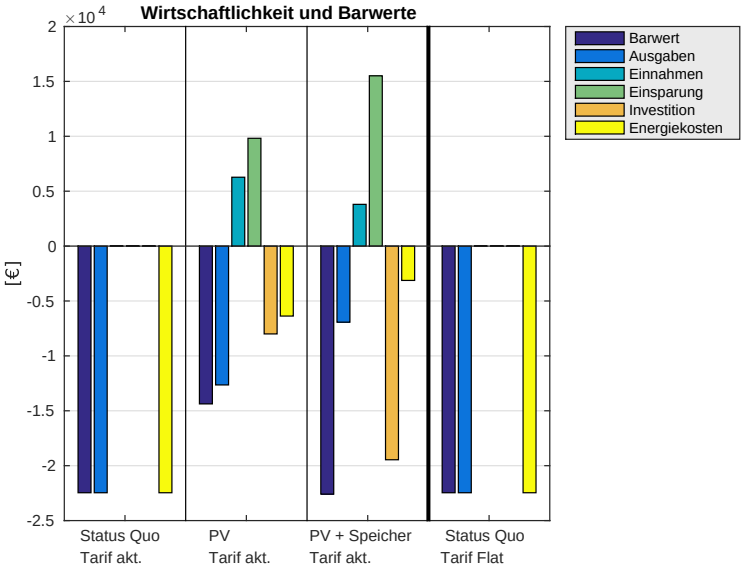


Abbildung 4.5.: mit PV Tarif Standard Wirtschaftlichkeit

Mit den Erkenntnissen der Leistungsflüsse folgt die Untersuchung auf Wirtschaftlichkeit. Die Abbildung 4.4 zeigt für beide Jahresabschnitte die Einnahmen aus Stromeinspeisung und Verkauf zum Einspeisetarif, das Einsparpotential der Investition gegenüber Standardkonfiguration ohne PV und Speicher und die Ausgaben für Energiebezug mit dem normalen Standardtarif. Im Sommer (a), werden die Einsparungen vom Eigenverbrauch bestimmt und Einnahmen durch hohe PV Leistung erzielt. Bei schlechter Wetterlage und niedriger Speichernutzung muss auf teure Energie aus dem Netz zurückgegriffen werden, wie in Stunde 18 am 2. Tag ersichtlich. Es gibt für den Kunden und damit auch dem Modell keinen Anreiz den Speicher aus dem Netz zu laden und als Reserve zu verwenden.

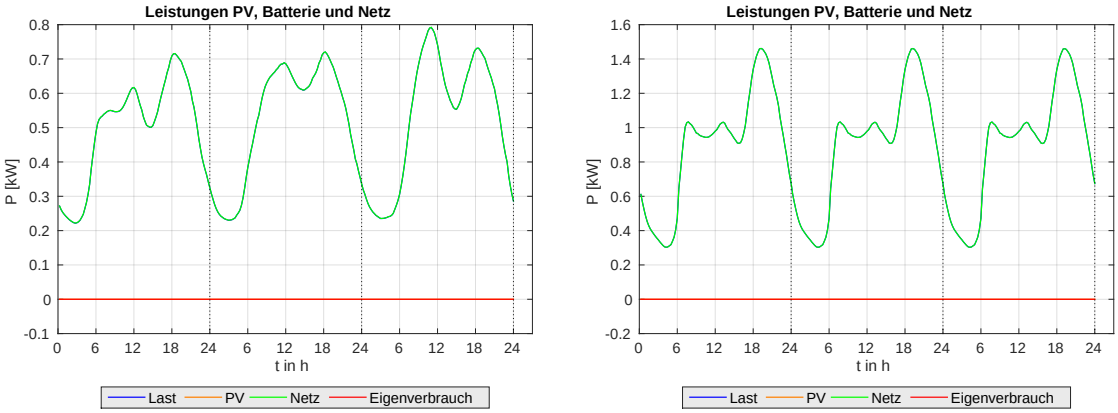
Dieser Umstand wird sehr deutlich in den Wintertagen (b), an denen meist die Ausgaben durch Netzbezug dominieren. Die Einsparungen korrelieren mit der PV-Leistung und haben keinen unmittelbaren Zusammenhang mit dem Speicher. Spätestens hier wird der große Nachteil dieses Tarifs für Speicher basierte Lösungen ersichtlich. Um mehr Einsparungen oder Einnahmen zu erhalten, muss der Tarif für Speicherladung verändert werden.

Um die wirtschaftlichen Berechnungen zu vergleichen, ist in Abbildung 4.5 eine Auswertung von vier, bzw. drei Szenarien mit dem Tarif zu sehen, wobei der Status-Quo die Konfiguration eines reinen Verbraucher in Form der Standardlastkurve eines Haushalts beschreibt. Es wird der Barwert der gesamten Investition, die Ausgaben, Einnahmen, Einsparung, Investitionskosten und dem Wert der zu bezahlenden Energierechnung, die Gesamtkosten, welche durch Summe der Einspeisung und Netzbezug mit den jeweiligen Tarifen entstehen, dargestellt. Hier wird wiederum auf den Investitionszeitraum von 20 Jahren aufsummiert. Als erstes, wird für PV und Speicher ein sehr hoher negativer Wert, der die Investition in das System darstellt, welches mehr als zur Hälfte aus den Speicherkosten besteht, wenn mit der PV-Anlage verglichen, dargestellt. Es zeigt sich, dass die Einsparungen mit Speicher zwar höher sind als ohne und die Einnahmen sogar leicht darunter liegen, was wie beschrieben an der schlechten Ausnützung liegt. Die Ausgaben haben sich mehr um die Hälfte reduziert, wenn jedoch der Barwert des gesamten Zeitraum betrachtet wird, ist eine leichte Verminderung gegenüber der Standardkonfiguration (Status-Quo) erkennbar, wobei hier der Barwert ausschließlich aus Ausgaben für Energie berechnet wird. Also ist bei diesem Standardtarif, ein Szenario mit PV und Speicher durch Investition nicht wirtschaftlich und es stellt der Barwert für eine reine PV-Anlage als Konfiguration das wirtschaftliche Maximum dar.

Ohne PV Anlage mit Speicher

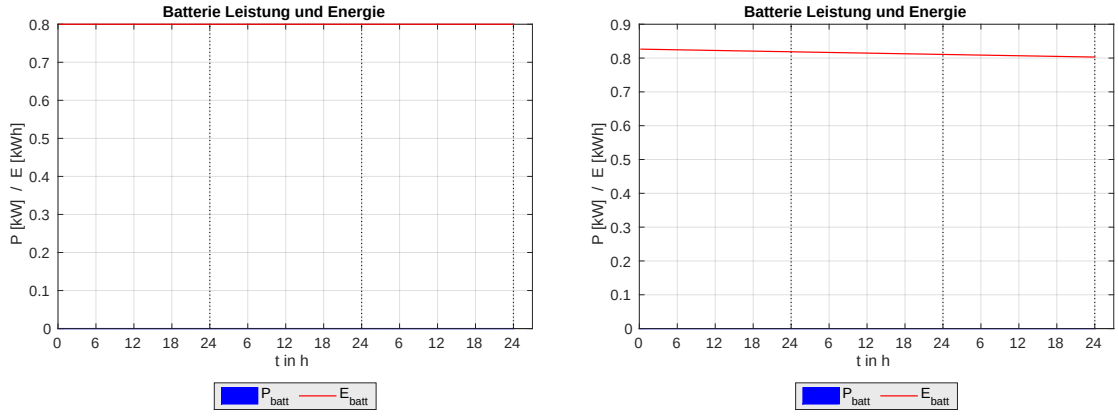
Die höchstwahrscheinlich trivialste Optimierung dieser Berechnungen, wird in dieser Konfiguration ersichtlich. Durch den Wegfall der PV-Anlage, ist keine zusätzliche Energie vorhanden, welche als Eigenverbrauch oder für Rückspeisung eingesetzt werden kann. In Abbildung 4.6 und Abbildung 4.7 wird diese Zusammenhang dargestellt, es wird sowohl im Sommer (a), als auch im Winter (b) nur Energie aus dem Netz bezogen und der Eigenverbrauch ist konstant Null. Ebenso wird der Speicher weder geladen noch entladen, nur die minimale Speichernachladung um den Ladeverlust auszugleichen ist beobachtbar.

Durch diese Berechnungen der Modellwerte ergibt sich, wie im Anhang dargestellt, sowohl für Sommer als auch Winter, die erwartete Ausgabenkurve.



(a) (b)

Abbildung 4.6.: ohne PV Tarif Standard Leistungsverläufe a) Sommer und b) Winter



(a) (b)

Abbildung 4.7.: ohne PV Tarif Standard Batterieladekurve a) Sommer und b) Winter

Diese ist mit dem Standardtarif und dem Netzbezug direkt proportional. Es gibt keine Einnahmen und Einsparungen.

Dieser Tarif wird nach Betrachtung der Abbildung 4.8, keine Option für eine Investition in ein Speichersystem darstellen. Die allgemeine Barwert-

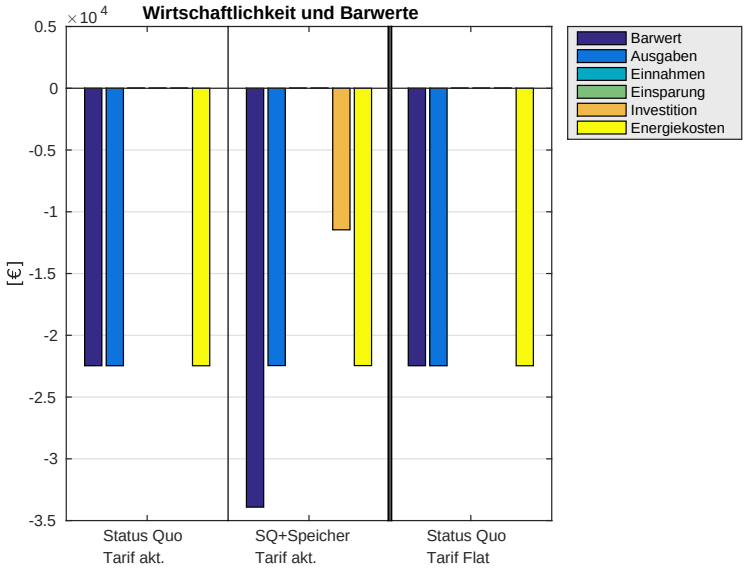


Abbildung 4.8.: ohne PV Tarif Standard Wirtschaftlichkeit

berechnung ergibt einen Wert, der sogar um ein drittel höher als die Standardausgaben sind. Hier werden beinahe 12000€ in das Speichersystem investiert, ohne einen Vorteil zu erhalten. Es wird hier sehr deutlich gezeigt, dass dieses Szenario keinen wirtschaftlichen Sinn ergibt.

4.1.2. Einstufiger Time-Of-Use Tarif (TOU)

Diese Tarifform ist als erster Schritt gedacht, um die Energiespitzen der Lastkurve am Tag und Abend zu vermindern oder den Verbraucher zu bestrafen wenn dieser hier Energie bezieht. Durch die erste Stufe des Preisniveaus wird der Tarif zwei Tagesmaxima erhalten.

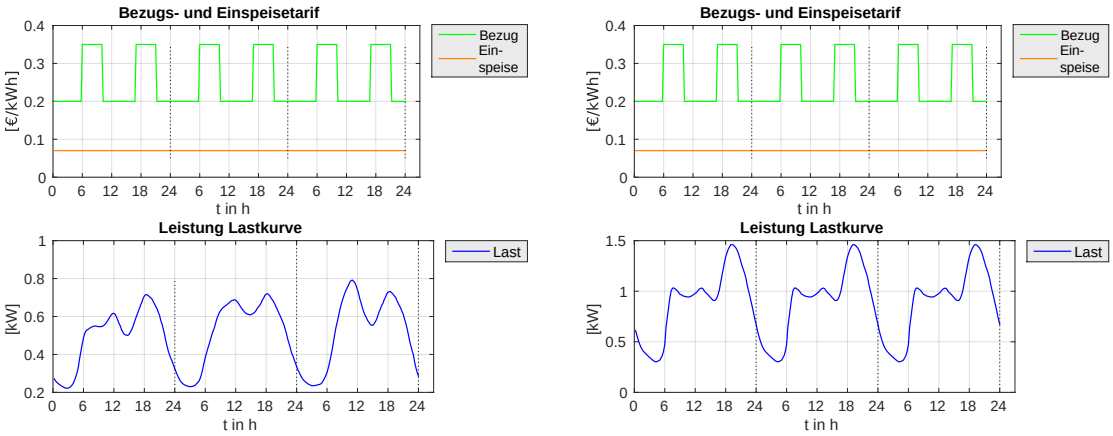
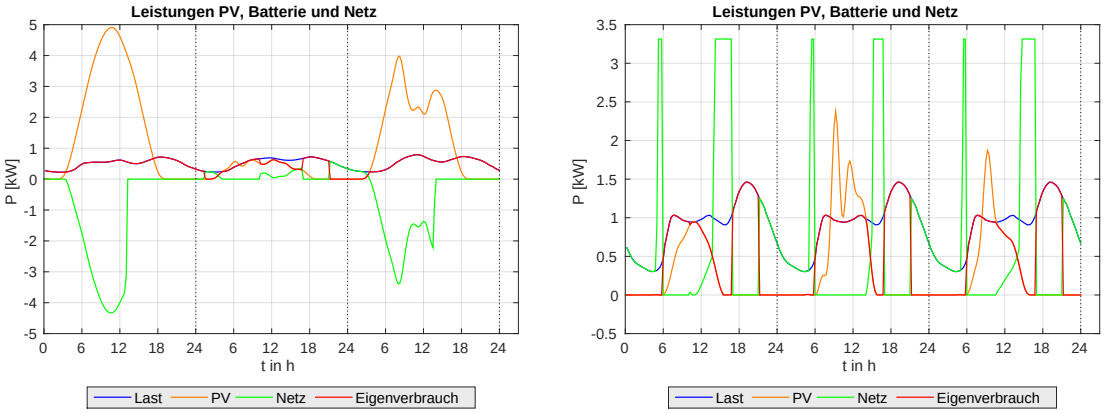


Abbildung 4.9.: mit PV Tarif 1stufig mit Lastkurve a) Sommer und b) Winter

Der einstufige Tarif, welcher in Abbildung 4.9 gezeigt wird, soll den Anreiz liefern, keine Energie aus dem Netz bei Spitzenzeiten zu beziehen. Da hier kein günstiger Nachtpreis vorhanden ist, wird die PV-Anlage eine große Rolle spielen.

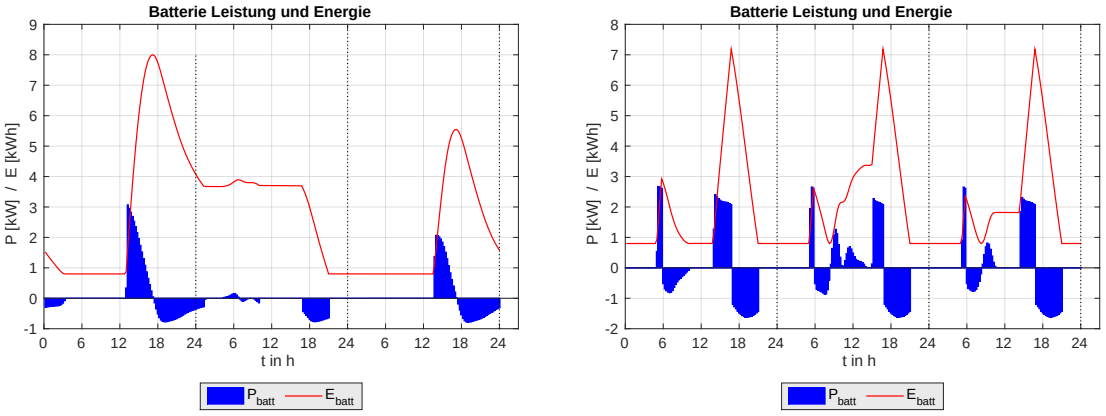
Mit PV Anlage und Speicher

Die Leistungsverteilungen in Abbildung 4.10 und Batterieladungen in Abbildung 4.11 zeigen, wie bei Standardtarif, keine Nachtspitzen, weil hier kein monetärer Vorteil gegeben ist. Der Speicher wird ausschließlich aus PV-Energie geladen und die Last am teuren Abendabschnitt wird versucht, von diesem gedeckt zu werden. Dadurch ergibt sich die Situation, wie am zweiten gezeigten Tag im Sommer (a), dass bei niedriger PV-Leistung, die



(a) (b)

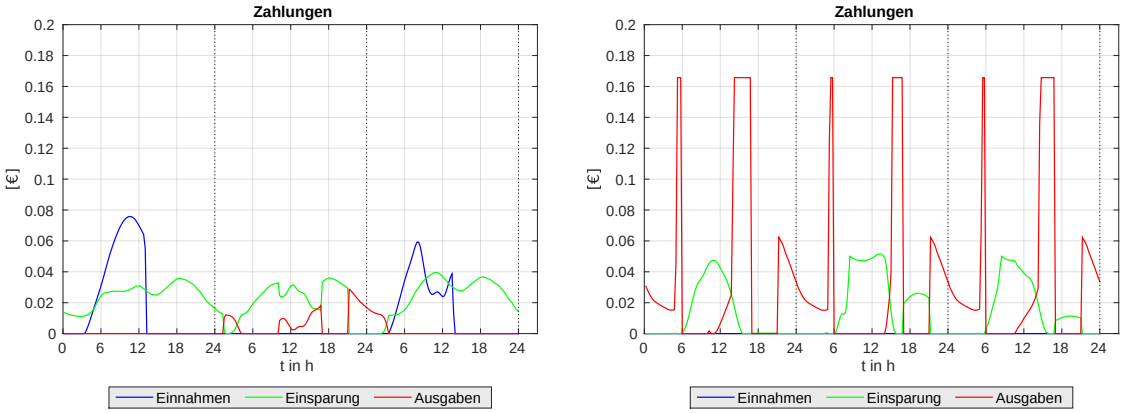
Abbildung 4.10.: mit PV Tarif 1stufig Leistungsverläufe a) Sommer und b) Winter



(a) (b)

Abbildung 4.11.: mit PV Tarif 1stufig Batterieladekurve a) Sommer und b) Winter

gespeicherte Energie als Reserve für den Abend dient. In den Wintertagen (b) wird vor den Tarifspitzen, sogar aus dem Netz Energie eingespeichert, da der PV-Anteil relativ klein wird um diese mit eigens erzeugter Energie zu decken. Dadurch wird klar, dass mit diesem Tarif die PV-Energie, das größte Einsparungspotential bringt.



(a) (b)

Abbildung 4.12.: mit PV Tarif 1stufig Ein- Ausgaben a) Sommer und b) Winter

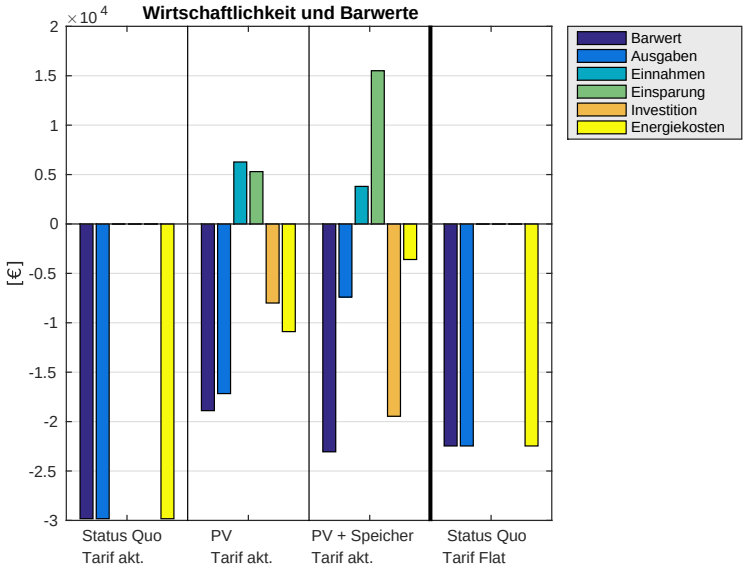


Abbildung 4.13.: mit PV Tarif 1stufig Wirtschaftlichkeit

Bei wirtschaftlicher Betrachtung dieses Tarifszenarios, wie in Abbildung 4.12, treten die Einnahmen nur im Sommer (a) auf und die Einsparungen in teu-

ren Zeiten, da hier keine Ausgaben gemacht werden. Die Spitzen durch Netzbezug im Winter (b), sind höher als bei Tarifen mit günstigen Nachtpreisen, werden jedoch möglichst kurz gehalten. Die Einsparungen treten hier nur durch gespeicherte und direkt genutzte PV-Energie auf, jedoch die aus dem Netz bezogene gespeicherte Energie, führt zu keiner Einsparung gegenüber dem Standardtarif.

Mit den verschieden Szenarien, wie in Abbildung 4.13 gezeigt, ist eine Minderung des Barwertes feststellbar. Der fehlende günstige Nachtpreis, bewirkt hier höhere Ausgaben und die Einsparungen durch diese gespeicherte Energie fällt komplett weg, es kann sogar zu negativen Einsparungen kommen. Der Unterschied zur PV-Anlage ist hier nicht sehr groß, jedoch eindeutig teurer. Der Tarif kann in keinen Konfigurationen, für diese Optimierung, einen großen Vorteil herausholen und kann in dieser Auswertung, keine Konkurrenz zu anderen sein.

Ohne PV Anlage mit Speicher

Für diesen Tarif ohne PV-Anlage, jedoch mit Speicher wird, wie in den Diagrammen im Anhang gezeigt, die Optimierung versuchen, die Leistungsspitzen sowohl für Sommer, als auch Winter mit Energie aus dem Speicher zu decken. Da nur das Netz zur Verfügung steht, muss der Speicher immer vor den teuren Tarifzeiten gefüllt werden. Dieses Szenario wird keine großen Vorteile für Energieversorger oder Kunde bringen.

Bei Betrachtung der wirtschaftliche Auswertung in Abbildung 4.14, ist die Situation sowohl für Sommer und Winter gleich. Dabei wird der Speicher vom Netz geladen, um die Spitzen zu decken und die Ausgaben weisen, wie gezeigt hohe Spitzen auf, welche aus dem Standardpreis des Tarifs entstehen. Durch diese Optimierung sollen zwar die teuren Zeiten überbrückt werden, jedoch sind die Ausgaben sogar ein wenig höher als beim Standardtarif und die Einsparungen sind nicht vorhanden. Dieser Tarif macht keinen wirtschaftlichen Sinn und soll daher rein als Vergleich angeführt werden.

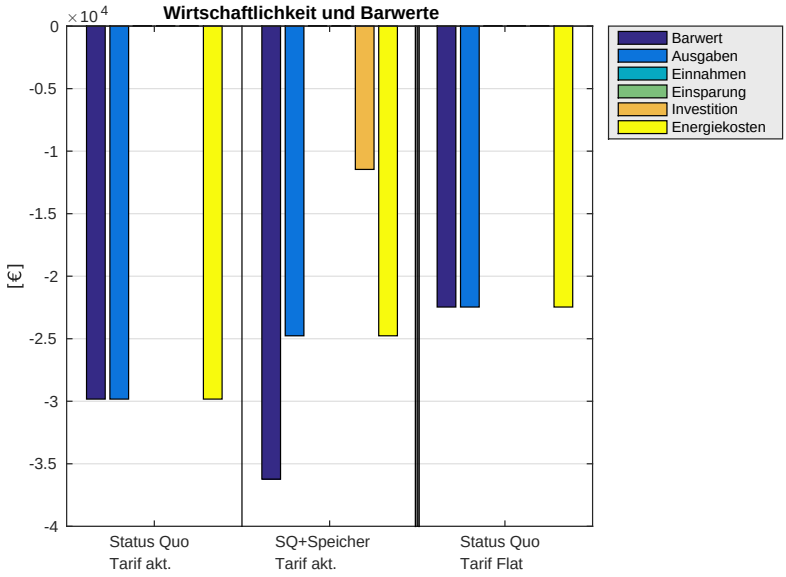
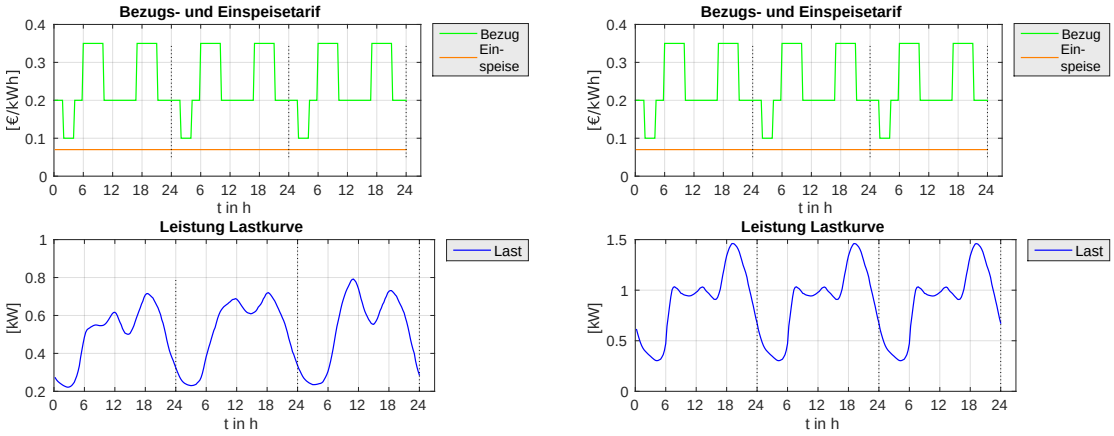


Abbildung 4.14.: ohne PV Tarif 1stufig Wirtschaftlichkeit

4.1.3. Zweistufiger Time-Of-Use Tarif (TOU)

Die Erweiterung des einstufigen Tarifs mit einem niedrigen Preisniveau in den Nachtstunden, führt zu diesem zweistufigen Tarifmodell, das für die Speicherladung eher geeignet ist und den Nachteil des vorigen Tarifs beseitigt. Dadurch wird dieser Tarif das Modell positiv beeinflussen. Da die Auswirkungen in der Optimierung dieses TOU-Tarif große Änderungen hervorruft, sollen diese Beschrieben werden.



(a) (b)

Abbildung 4.15.: mit PV Tarif 2stufig mit Lastkurve a) Sommer und b) Winter

InAbbildung 4.15 wird die Tarifform und die dazugehörige Lastkurve dargestellt, mit merklich teuren Morgen- und Abendzeiten, sowie günstigen Nachtstunden. Hier wird versucht die Energie der PV-Anlage, sowie die Speicherung aus dem Netz optimal auszunutzen.

Mit PV Anlage und Speicher

Die Leistungen und Energieflüsse aus der Optimierungsberechnung, sind für dieses Szenario für Sommer (a) und Winter (b) in Abbildung **??** zu sehen. Im Sommer, bei hohem PV-Anteil, ist der Unterschied zum Standardtarif nicht sehr groß. Der Speicher wird geladen und am Abend wird diese Eigenverbrauchsenergie genutzt, um in den hochpreisigen Zeiten keine Energie

(a) (b)

Abbildung 4.16.: mit PV Tarif 2stufig Leistungsverläufe a) Sommer und b) Winter

vom Netz beziehen zu müssen. Da jedoch bei niedrigen PV-Leistungen über den Tag, diese Abendspitze möglichst mit eigener Energie gedeckt werden soll, wird nun in den Nachtstunden der niedrige Tarif genutzt, um den Speicher zu laden und Energie aus dem Netz zu beziehen. Dadurch wird sicher gestellt, dass mit PV und Speicherenergie, die Lastspitzen bis in die Nacht abgedeckt werden können. Diese Strategie wird, nach Möglichkeit immer genutzt und nur überschüssige Energie eingespeist.

In den Sommertagen wird die Erweiterung keine große Auswirkung zeigen, da die gewünschte Lastabdeckung durch eigene Energie aus der PV-Anlage ausreicht und nur bei niedrigen Strahlungswerten wird vom Netz in den Speicher geladen, dabei wird die günstige Energie in der Nacht bevorzugt. Damit wird erreicht, dass der gesamte Tag gedeckt ist, mit Einspeisung der überschüssigen Energie und nur kurzfristige Netzbezüge werden entstehen.

Die größten Unterschiede in den Leistungsdiagrammen sind im Winter (b) zu beobachten. Durch die geringe PV-Leistung kann die eigens erzeugte Energie keine Lastabdeckung über alle Stunden sichern und deswegen wird die günstige Energie in den Nachtstunden genutzt, um den Speicher zu laden. Es entstehen somit große Spitzen die das Netz belasten, durch die

Begrenzung jedoch nur bis zur doppelten Leistung. Am Tag wird die PV-Energie genutzt und die teuren Nachtspitzen werden vom Speicher gedeckt. Es wird sogar noch kurz davor nachgeladen, um am Abend genügend Energie zur Verfügung zu stellen.

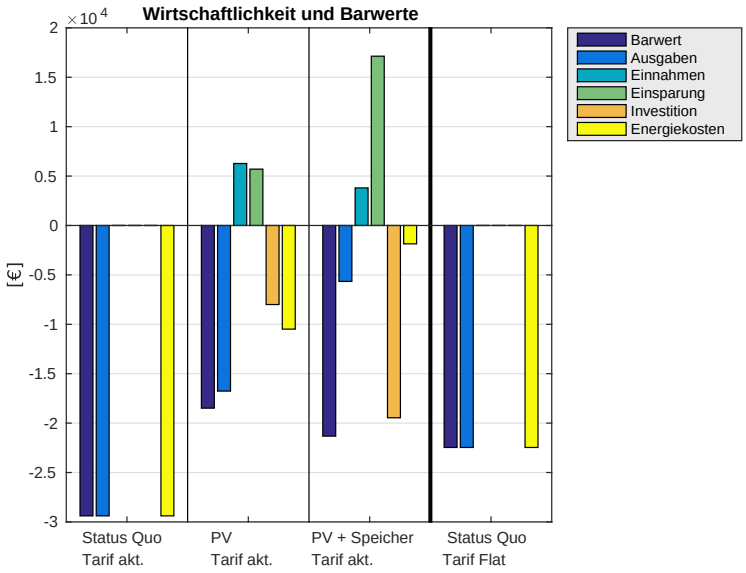


Abbildung 4.17.: mit PV Tarif 2stufig Wirtschaftlichkeit

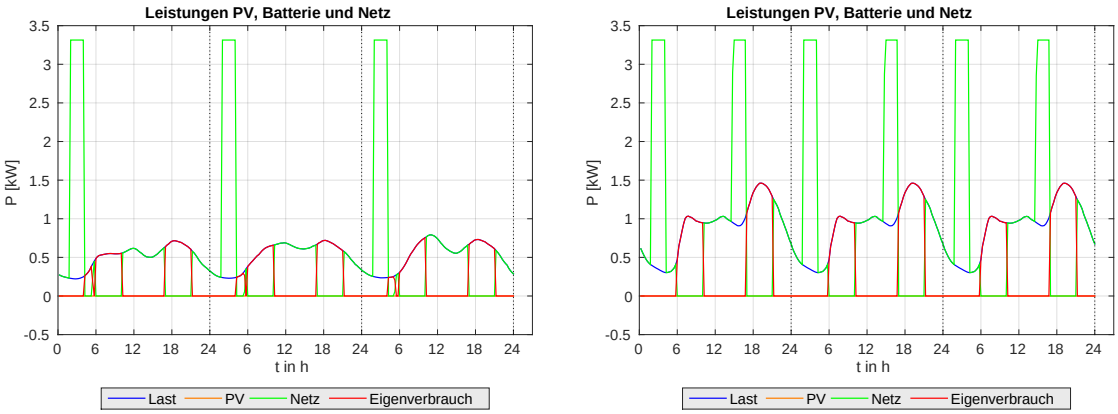
Um die wirtschaftliche Seite zu betrachten ist im Anhang für beide Jahresabschnitte eine Darstellung der Ein- und Ausgaben, sowie den Einsparungen gezeigt. Im Sommer (a) machen die Einsparungen durch Eigenverbrauch einen Großteil aus, die Einnahmen aus Energierückspeisung treten nur am Tag auf und die Ausgaben erzeugen nur bei den Speicheraufladungen in der Nacht eine Spitze. Dadurch wird eine wirtschaftlich gute Ausnützung des Speichers erreicht.

In den Wintertagen (b), sind die markanten wiederholt auftretenden Ausgabespitzen in den Nachtstunden erkennbar, um die Speicherenergie bereitzustellen, wobei weitere Spitzen in Abhängigkeit der PV-Leistung über den Tag auch noch kurz vor den Abendstunden auftreten können. Die Einnahmen fallen hier weg, jedoch ergeben sich über den Tag verteilt, Einsparungen aus

PV-Energie und gespeicherter Energie. Durch diese Optimierung wird sich eine wirtschaftliche Verbesserung einstellen.

Die Auswertung in Abbildung 4.17 bestätigt die Überlegungen, durch höhere Einsparungen gegenüber dem einstufigen Tarif und niedrigere Ausgaben, kann der Barwert dieser Konfiguration unter jener des Status-Quo fallen. Dadurch ist dieses Szenario als Option für das PV-Speicher System in Betracht zu ziehen. Die Barwertanalyse des Szenarios ohne Speicher, kann wie bei den vorhergehenden Tarifen nicht an die niedrigen Werte der Standardkonfiguration für die PV-Anlage heran reichen.

Ohne PV Anlage mit Speicher



(a) (b)

Abbildung 4.18.: ohne PV Tarif 2stufig Leistungsverläufe a) Sommer und b) Winter

Bei Betrachtung des zweistufigen Tarifs ohne PV-Anlage in Abbildung 4.18 wird klar, dass hier der Speicher sowohl im Sommer (a), als auch Winter (b) einen positiven Effekt auf das Energiemanagement hat. Die Optimierungsberechnung ergibt eine Ausnützung der günstigen Nachtstunden, um den Speicher zu laden. Im Sommer kann mit der Ladung sogar die Lastabdeckung über beide Tarifspitzen erfolgen, im Winter wird jedoch durch den höheren Energieverbrauch eine Nachladung vor den teuren Abendstunden notwendig. Da für die Sommertage (a), meist zwei Tarifspitzen

mit Speicherenergie auszugleichen sind, wird im Winter (b) nur am Abend aus der Batterie gespeist, da die Last hier auch höher ausfällt. Es kann hier angenommen werden, dass der Speicher durch diesen Tarif, im Gegensatz zum Standardtarif optimal ausgenützt wird.

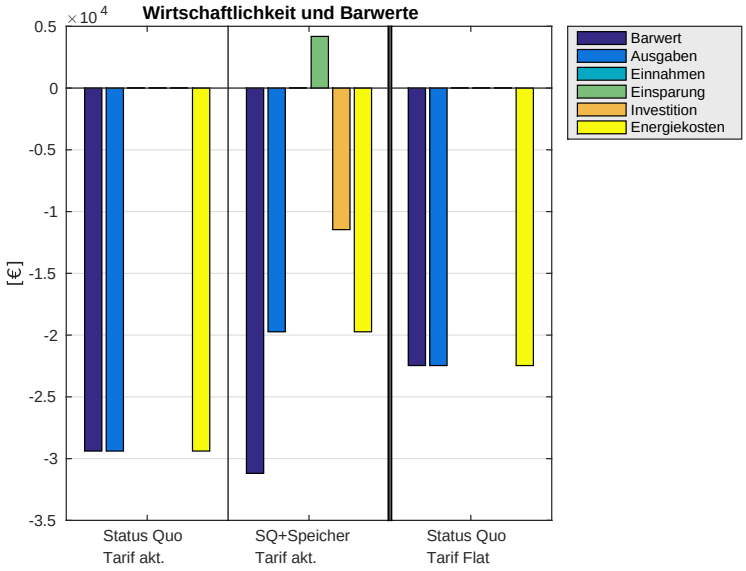


Abbildung 4.19.: ohne PV Tarif 2stufig Wirtschaftlichkeit

Bei Betrachtung der Ein-Ausgaben ist erkennbar, dass die Einsparungen nur möglich sind, weil sich durch günstige Energie aus dem Speicher die Lastspitzen abdecken lassen. Die Ausgaben ergeben sich als logische Konsequenz des Energiebezugs aus dem Netz. Die Abbildung 4.19 zeigt diesen Umstand der verringerten Ausgaben und es ergibt dadurch einen kleinen Betrag der Einsparungen. Der resultierende Barwert ist niedriger als bei einstufigen Tarifen, dadurch ist dieser auch für eine Speicherlösung von Bedeutung. Um wirtschaftlich zu werden, müsste der Energiespeicher billiger oder langlebiger sein, da dies die Werte wirtschaftlich verbessert.

4.1.4. Dreistufiger Time-Of-Use Tarif (TOU)

Dieser Tarif führt noch eine zusätzliche Stufe ein, die zwischen den Morgen- und Abendspitzen eine zum Standardpreis erhöhtes Niveau hat. In Abbildung 4.20 ist dieser Tarif und die zugehörige Lastkurve für Sommer (a) und Winter (b) dargestellt. Damit soll der Tagesverbrauch begrenzt oder das System zum Eigenverbrauch angeregt werden.

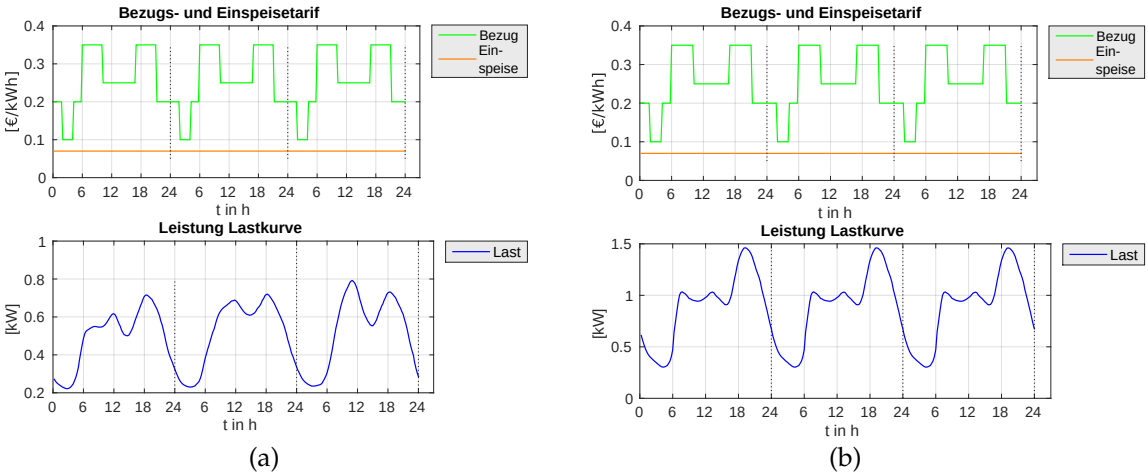


Abbildung 4.20.: mit PV Tarif 3stufig mit Lastkurve a) Sommer und b) Winter

Mit PV Anlage und Speicher

In diesem Szenario mit der Konfiguration aus Speicher und PV-Anlage, welche im Anhang abgebildet ist, sind die Leistungen und Speicherenergie erkennbar. Für die Sommertage kann bei guter PV-Leistung fast die gesamte Last gedeckt werden, wobei an weniger ertragreichen Tagen der Speicher aus dem Netz in den Nachtstunden geladen wird. Im Winter kann nur mit zusätzlicher Ladung aus dem Netz, eine umfangreiche Lastabdeckung gewährleistet werden. Die Aufladung erfolgt, wie schon bei dem zweistufigen Tarif in günstigen Zeiten der frühen Morgenstunden und es ist nötig vor den Leistungsspitzen kurz nachzuladen. Die Optimierungsberechnung wird versuchen diese zu verhindern, da jedoch genug Energie für die Spitzen aus

dem Speicher zur Verfügung gestellt werden muss, sind diese nicht gänzlich zu vermeiden.

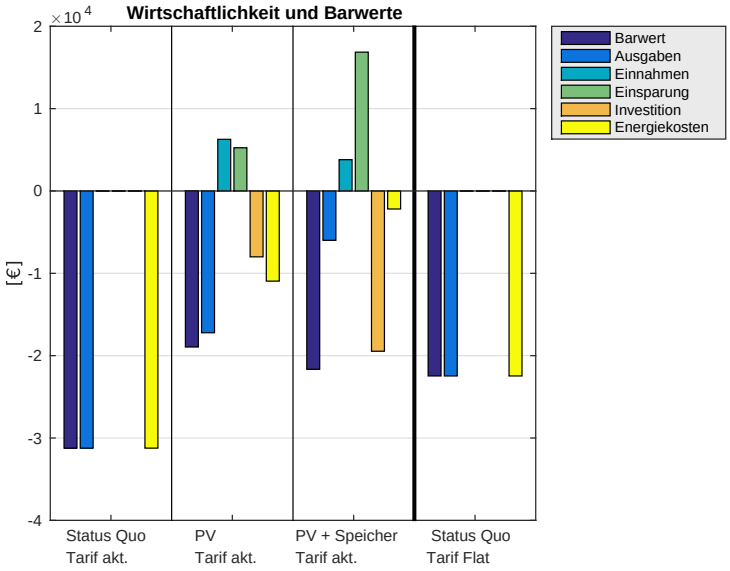


Abbildung 4.21.: mit PV Tarif 3stufig Wirtschaftlichkeit

Bei Betrachtung der berechneten Werte der Ein- und Ausgaben, sowie den Einsparungen zeigt sich, dass im Sommer durch hohen Eigenverbrauch und guter PV-Auslastung, nur kurze Ausgabenspitzen zu verzeichnen sind. Die Einnahmen resultieren aus Einspeisung ins Netz und die Einsparungen sind zu einem großen Teil über den Tag verteilt. Im Winter ergeben sich hohe Ausgabenspitzen bei Speicherladung, sowie Abschnitte in denen Energie aus dem Netz zur Lastabdeckung genutzt wird. Die Einsparungen ergeben sich aus der Erzeugung der PV-Anlage und gespeicherter günstiger Energie in der Batterie.

Die Auswertung in Abbildung 4.21 zeigt, dass dieser Tarif im Vergleich zum zweistufigen, eine minimale Änderung der Werte bewirkt. Der Barwert ist niedriger, da sowohl die Ausgaben durch den geänderten Tarif gestiegen, als auch die Einsparungen leicht gesunken sind und die Einnahmen sind auf dem gleichen Niveau geblieben. Dadurch kann diese Änderung keinen wirtschaftlichen Vorteil bringen.

Ohne PV Anlage mit Speicher

Wenn die Optimierung mit diesem dreistufigen Tarif ohne PV-Anlage durchgeführt wird, ergibt sich sowohl für Sommer, als auch Winter eine ähnliche Auswertung. Da hier nur die gespeicherte Energie aus den Nachtstunden eine Verringerung der Netzbelastung bewirkt, wird wenn möglich vor jeder Lastspitze geladen. Im Winter wird sogar noch vor der Abendspitze, Energie aus dem Netz gespeichert. Da diese Nachladungen auch bei der verteuerten Zeitspanne, zwischen den Spitzen auftreten, wird hier kein großes Einsparpotential entstehen.

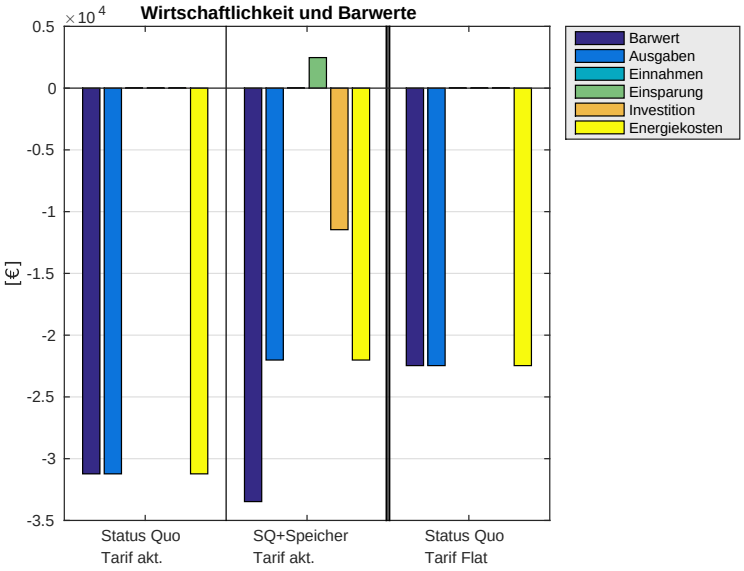


Abbildung 4.22.: ohne PV Tarif 3stufig Wirtschaftlichkeit

Die Auswirkung dieses Tarifs für die wirtschaftliche Betrachtung ist, dass nicht nur sehr hohe Ausgabenspitzen in der Nacht, sondern auch am Tag entstehen. Die Einsparungen ergeben sich nur während der Lastabdeckungen aus dem Speicher, durch günstigere Energie. Durch diese Konfiguration errechnen sich die Ausgaben über den Betrachtungszeitraum gesehen, auf ein Niveau das beinahe der Standardkonfiguration entspricht, siehe Abbildung 4.22. Die Einsparungen sind auch niedriger als bei dem zweistufigen

Tarif und dadurch ergibt sich ein niedrigerer Barwert. Die Investition in ein Speichersystem kann, bei diesem Szenario dadurch nicht als optimal beurteilt werden und müsste günstiger ausfallen, um wirtschaftlich zu bestehen.

4.1.5. Zweistufiger Time-Of-Use Tarif für Sommer und Winter (TOU)

Die zeitliche Anpassung, des zweistufigen Tarif an die Sommer- und Winterlastkurve, zeigt sich in Abbildung 4.23. Hier wird die Verschiebung von Lastzeiten und Tarifstufen berücksichtigt, damit soll gewährleistet sein, dass eine bessere Anpassung der Tarifstufen an die Lastkurve erfolgt.

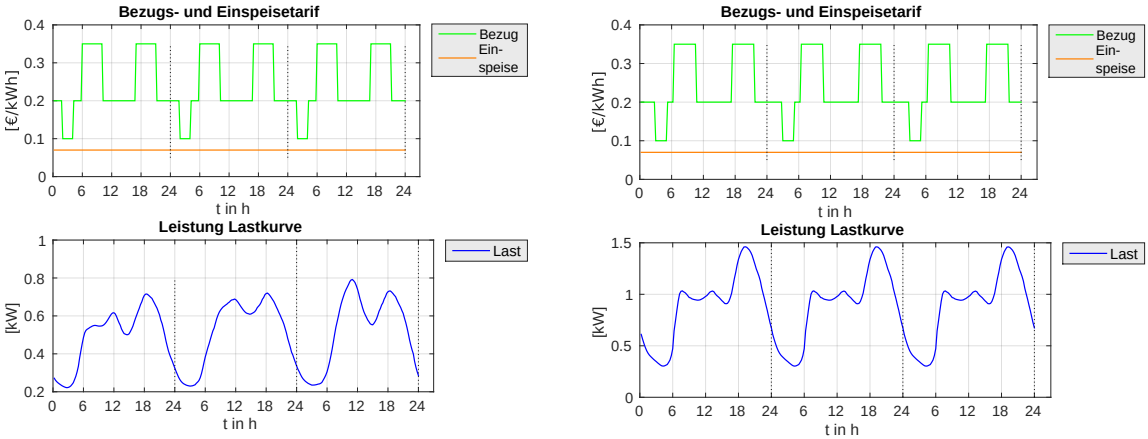


Abbildung 4.23.: mit PV Tarif 2stufig mit Lastkurve a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif

mit PV Anlage und Speicher

Die Leistungsverläufe und Batterieladekurven verhalten sich, im Gegensatz zum unveränderten Tarifszenario, nur um diese Zeitverschiebung angepasst. Dadurch werden die Ein- und Ausgaben, sowie die Einsparungen auch nur minimale Änderungen erfahren. Hier soll nur kurz auf diesen Fall eingegangen werden, obwohl wie in der wirtschaftlichen Auswertung, in Abbildung 4.24 gezeigt, sehr gute Werte im Vergleich zum zweistufigen Tarif entstehen, dadurch kann der geänderte Sommer- Wintertarif als Erweiterung oder Alternative angesehen werden und mit zusätzlichen Anpassungen diese Vorteile noch ausbauen.

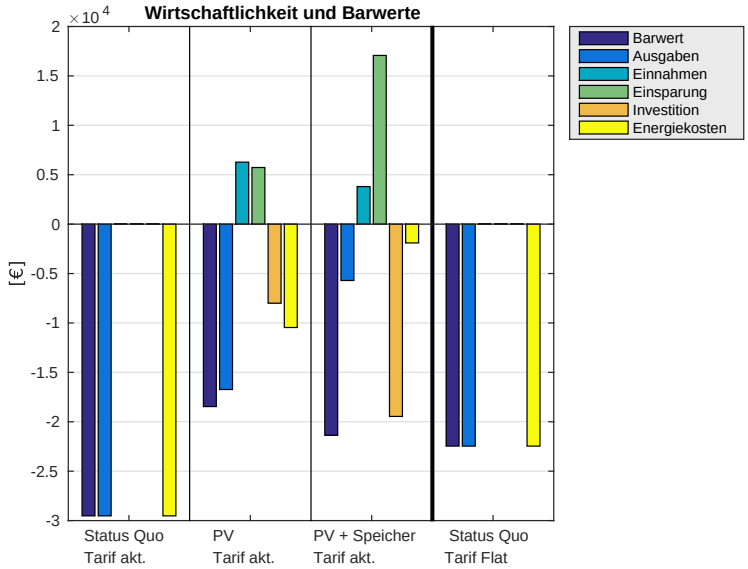


Abbildung 4.24.: mit PV Tarif 2stufig Sommer- und Wintertarif Wirtschaftlichkeit

ohne PV Anlage mit Speicher

Das Szenario des Zweistufigen Tarifs, für Sommer und Winter bei fehlender PV-Anlage, kann mit dem zweistufigen Tarif ebenso fast gleich beurteilt werden. Hier werden minimale Änderungen nur kleine Verschiebungen der Werte verursachen, dadurch sind die Auswertungen im Anhang, für Leistungen und Ladekurven, sowie Ein- Ausgaben relativ ähnlich den nicht angepassten Tarifauswertungen. Die wirtschaftliche Beurteilung in Abbildung 4.25 zeigt, dass auch hier einen sinnvolle Option als Alternative erreicht wird.

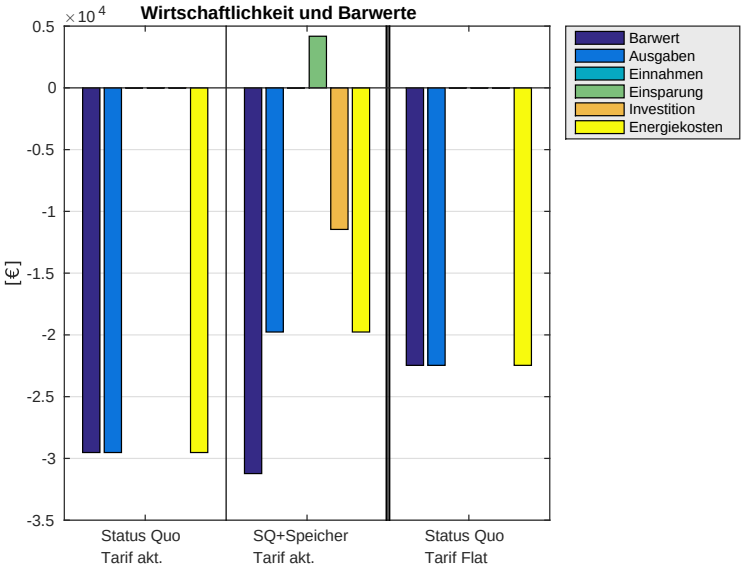


Abbildung 4.25.: ohne PV Tarif 2stufig Sommer und Winter Wirtschaftlichkeit

4.1.6. Kundenabhängiger Tarif (TOU/RTP Hybrid)

Der kundenabhängige Tarif, oder wie schon beschrieben, auch als Hybrid aus Realtime-Pricing und dynamic-TOU Tarif bezeichnet, wird durch eine dynamische Berechnung in Folge der Lastkurve erstellt. Ein niedriger Verbrauch, wird im Tarif kleine Preise gegenüber dem Standard setzen, wobei die Grenzen experimentell gewählt wurden. Die niedrigen Lasttarifstufen, setzen bei 50% des Tagesdurchschnitts ein und die hohe Stufe bei 120% des Durchschnittswert, somit ergibt sich die RTP-Tarifform. Durch den niedrigen Preis bei minimaler Last und hohen Preis bei Spitzenzeiten, wird in diesem Szenario, die Optimierung des Modells wirtschaftliche Verbesserungen bringen. Da die Zeiten der Preisstufen dynamisch variieren, wird eine gute Anpassung an das Lastprofil stattfinden. Die Wahl der Tarifstufen wird wie bei TOU-Tarifen gehandhabt, dadurch ergeben sich ähnliche Tarifmuster, wobei sie dynamisch und zeitlich verschoben auftreten. Diese Form des Tarifeinsatz, würde Smartmeter und vernetzte Systeme voraussetzen.

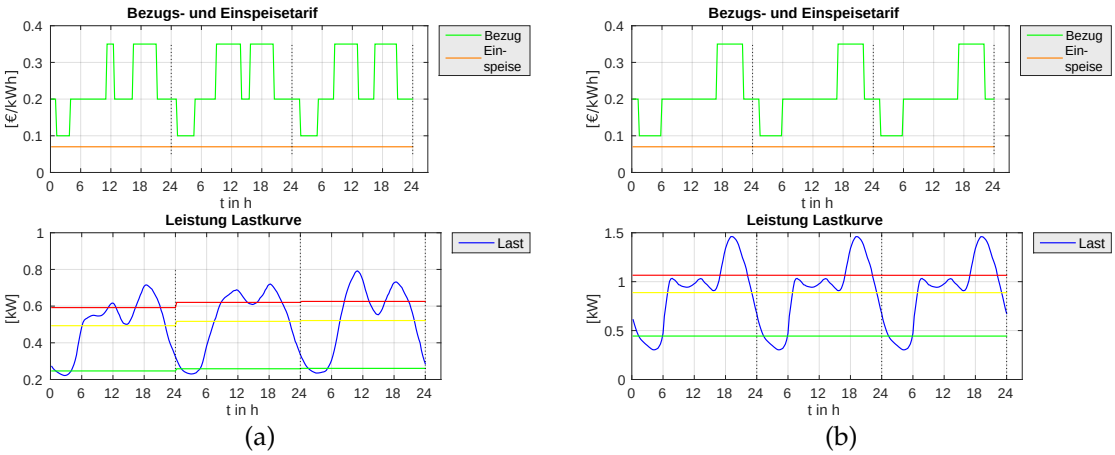


Abbildung 4.26.: mit PV kundenabhängiger Tarif mit Lastkurve a) Sommer und b) Winter

Es zeigt sich in Abbildung 4.26, für (a) Sommer und (b) Winter, dass der Tarif eine gänzlich unterschiedliche Form einnimmt. Die hohen Spitzen werden mit dem Maximalpreis vergütet und die Nachtsenken sind in Zeiten kleinen Strompreisen. Dadurch wird an jedem Tag ein leicht veränderter Tarif entstehen und daher die Berechnungen niemals gleich ausfallen.

Mit PV Anlage und Speicher

Die in dem Modell optimierten Energieflüsse und Leistungen, sind denen der TOU-Tarife ähnlich. In den Sommertagen zeigt sich, dass bei hohen PV-Anteil der Speicher geladen und am Abend die Eigenverbrauchsenergie genutzt wird, um keine Energie vom Netz beziehen zu müssen. Das Verhalten is dem zweistufigen TOU-Tarif sehr ähnlich. Bei niedrigen PV-Leistungen über den Tag wird nun in den Nachtstunden der niedrige Tarif genutzt, um den Speicher zu laden und Energie aus dem Netz zu beziehen. Dadurch wird sicher gestellt, dass mit PV und Speicherenergie, die Lastspitzen bis in die Nacht abgedeckt werden können. Im Winter kann, durch die geringe PV-Leistung, keine Lastabdeckung über alle Stunden sichergestellt werden, dadurch wird mit günstiger Energie in den Nachtstunden der Speicher geladen, weshalb diese Spitzen das Netz belasten. Im Winter wird der Vorteil des Speichers noch intensiver ausgenutzt und eine optimale Ausnützung des vorhandenen Systems gewährleistet.

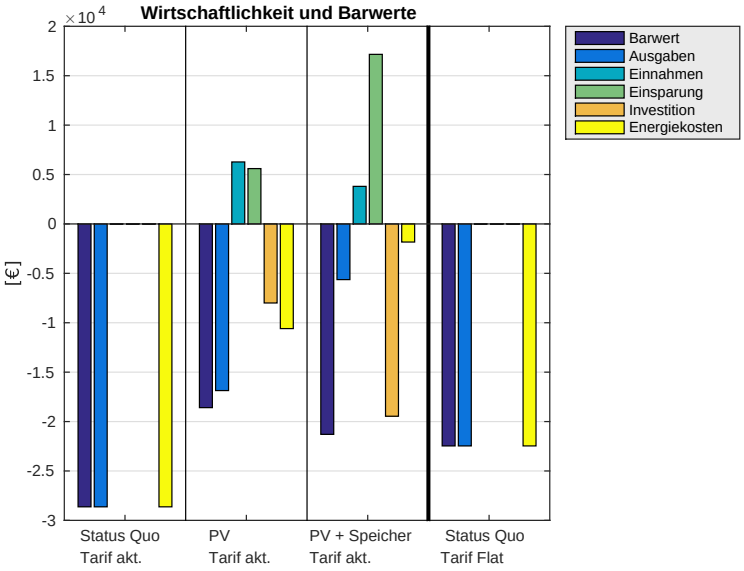


Abbildung 4.27.: mit PV kundenabhängiger Tarif Wirtschaftlichkeit

Die Bewertung des kundenabhängigen Tarif wird in Abbildung 4.27 darge-

stellt und die Szenarien werden als Vergleich gezeigt. Es zeigt sich, dass der Barwert höher als der Wert der Standardkonfiguration Status-Quo ist. Ohne PV und Speicher wird dieser Tarif wirtschaftlich keinen Sinn machen, jedoch ist der Wert für ein Szenario mit PV-Anlage noch höher, im Vergleich zum Standardtarif. Der Vorteil wird erst bei Betrachtung mit Speicher erkenntlich. Der hohe Anteil an Einsparungen, kann die höheren Investitionskosten beinahe kompensieren. Die Einnahmen sind zwar niedriger als ohne Speicher, der hohe Eigenverbrauchsanteil und die geringen Ausgaben haben jedoch einen durchaus positiven Effekt. Die gesamten Energiekosten vom Verbraucher, sinken jedoch bei diesem Szenario. Hier ist erkennbar, dass sich durch jede Vergünstigung der Anlage oder Verlängerung der Laufzeit, eine wirtschaftlich sinnvolle Investition ergibt. Das Maximum wird weiter eine PV-Anlage mit Standardtarif darstellen.

Ohne PV Anlage mit Speicher

Das zweite Szenario dieses Tarifmodells, stellt die Konfiguration des Optimierungsmodells mit einem reinen Speichersystem dar. Hier wird angenommen, dass die Berechnung ähnlich dem vorigen Fall abläuft. Durch das Fehlen der PV-Anlage, wird das System immer versuchen einen geladenen Speicher, von günstiger Nachtenergie zur Tageslastabdeckung zur Verfügung zu stellen. Da für die Sommertage meist zwei Tarifspitzen mit Speicherenergie auszugleichen sind, wird im Winter nur am Abend aus der Batterie gespeist, da die Last hier auch höher ausfällt. Es kann hier angenommen werden, dass der Speicher durch diesen Tarif gut ausgenützt wird.

Für dieses Szenario überwiegen die Ausgaben und deren Nachtspitzen, wobei zu teuren Tarifzeiten, die Einsparungen aus günstiger Energie überwiegen. Wobei hier im Vergleich zur Konfiguration mit PV, keine Einnahmen und daher keine Rückspeisung ins Netz erfolgt. Die wirtschaftlichen Auswertungen zeigen, laut dem berechneten Barwert, jedoch noch keine absolute Investitionsentscheidung für den Speicher, da dieser in dem Fall erst zu günstigeren Preisen sinnvoll wird um mit dem Status-Quo zu konkurrieren.

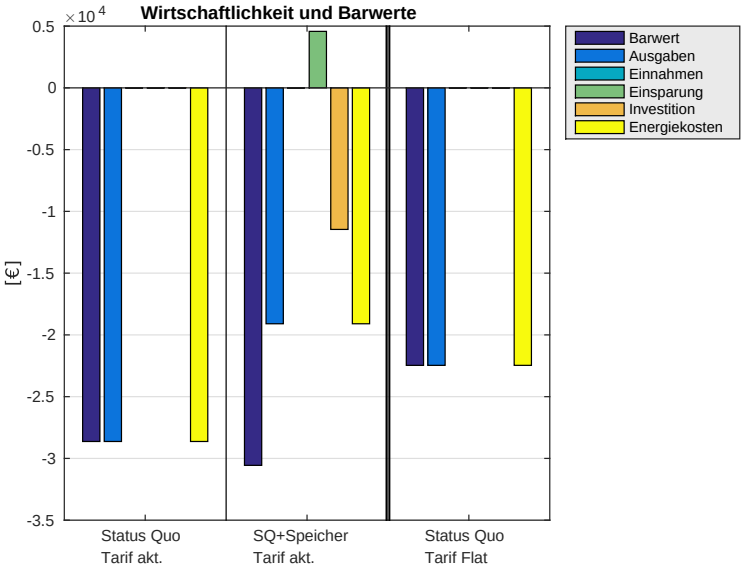
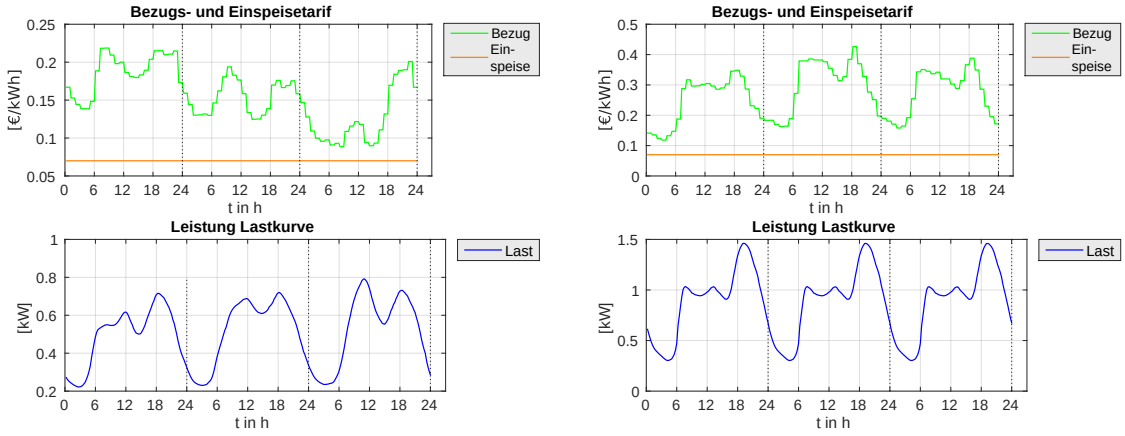


Abbildung 4.28.: ohne PV kundenabhängiger Tarif Wirtschaftlichkeit

4.1.7. Real-Time-Pricing Tarif nach EPEX-Spotmarkt (RTP)

Der Tarif nach EPEX-Spotmarkt, ist wie in Abbildung 4.29 dargestellt, ein Tarifmodell welches keine fixen oder konstanten Werte annimmt. Da hier der Marktpreis der Strombörse in gewisser Weise dem Verbrauch der Last folgt, ergibt sich ein dynamisches Tarifmodell, welches ähnlich dem kundenabhängigen Tarif Energiebezüge in der Nacht verbilligt und bei Spitzen verteuert. Hier wird ein echter RTP-Tarif (Real Time Pricing), für dieses Modell angewendet. Da nicht direkt der Spotpreis übernommen, sondern eine Anpassung an das Standarttarifszenario berechnet wurde, ist dieser Tarif bei Nutzung ohne Speicher und PV auf dem selben Preisniveau.

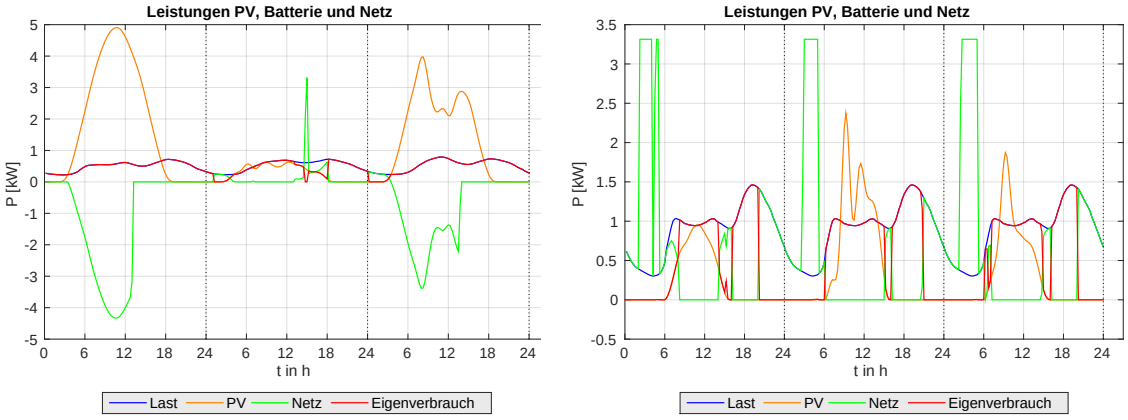


(a) (b)

Abbildung 4.29.: mit PV Tarif nach EPEX Spotmarkt mit Lastkurve a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif

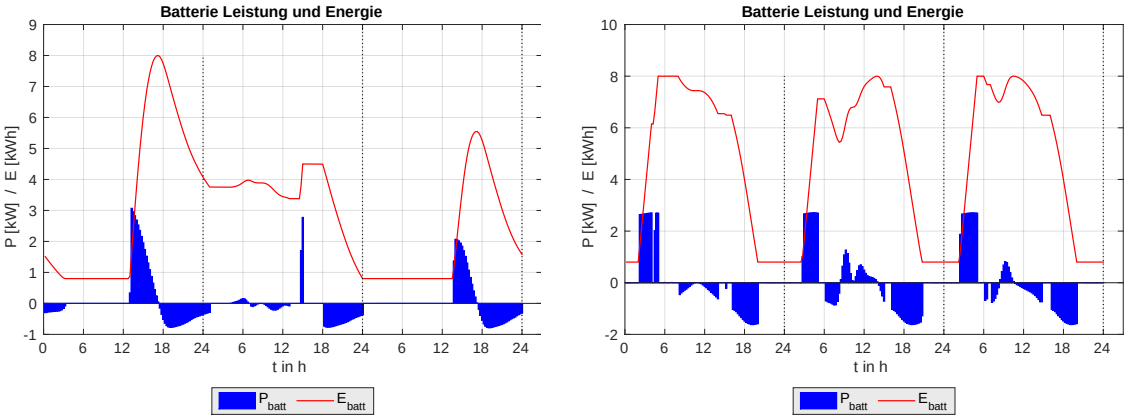
Mit PV Anlage und Speicher

Bei Betrachtung von Abbildung 4.30 und Abbildung 4.31 für die Leistungen und Speicherniveaus, sowohl für Sommer (a), als auch Winter (b), zeigen sich keine signifikanten Unterschiede zwischen den Auswertungen. Die eigene Energie wird benutzt um die Tageslasten abzudecken und bei niedriger PV-Leistung kann aus den günstigeren Nachtstunden, Energie gespeichert



(a) (b)

Abbildung 4.30.: mit PV Tarif nach EPEX Spotmarkt Leistungsverläufe a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif

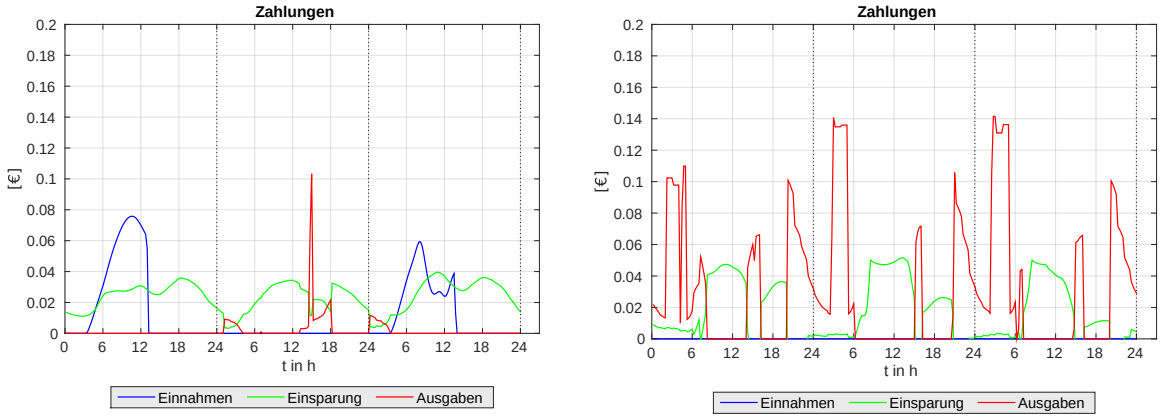


(a) (b)

Abbildung 4.31.: mit PV Tarif nach EPEX Spotmarkt Batterieladekurve a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif

werden um die Spitzen zu decken. Da auch bei diesem Szenario durch die Optimierung ein Ansatz gewählt wird um dies zu erreichen, sind nur minimale Änderungen der berechneten Werte zu erkennen. Die Netzbelastungen

sind ebenfalls durch hohe Spitzen wahrzunehmen und sind zeitlich auch in den Nachtstunden des Leistungsdiagramm zu sehen.



(a) (b)

Abbildung 4.32.: mit PV Tarif nach EPEX Spotmarkt Ein- Ausgaben a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif

In Abbildung 4.32 und Abbildung 4.33, ist nun die wirtschaftliche Auswertung des Spotmarkt-Tarif zu sehen. Durch die Unregelmäßigkeiten der Preisniveaus, sind die Berechnungen nicht mehr so strukturiert. Im Sommer sind, bis auf die zusätzlichen Spitzen der Ausgaben, keine großen Abweichungen zu erkennen. Die Einnahmen und Einsparungen bleiben auch auf ähnlichem Niveau. In den Wintertagen wird durch den höheren Energieverbrauch und niedrigerer PV-Leistung, ein größerer Teil aus dem Netz bezogen, wobei die Ausgaben diese unregelmäßigen Spitzen aufweisen. Die Einsparungen, gegenüber dem Standardtarif, treten bei vermehrten Eigenverbrauch an den Tagesspitzen auf. Die Barwertberechnung zeigt, dass dieses Tarifmodell zwar keine besseren Werte bei Ein- und Ausgaben aufweist, jedoch hohes Einsparungspotential und dadurch einen Barwert, der höher als das Niveau der Status-Quo Standardkonfiguration liegt. Bei einer Verringerung der Investitionskosten, sind daher noch größere wirtschaftliche Anreize gegeben. Bei kurzer Betrachtung der PV-Anlage ohne Speicher, wird bei diesem Tarif beinahe das Barwertniveau des Standardtarifs erreicht. Hier kann jede Konfiguration einen Vorteil aus diesem Tarifmodell ziehen.

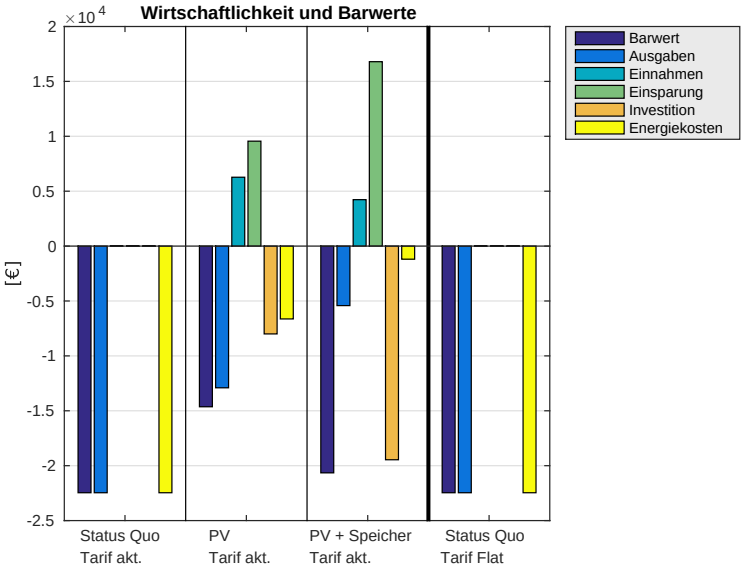


Abbildung 4.33.: mit PV Tarif nach EPEX Spotmarkt Sommer- und Wintertarif Wirtschaftlichkeit

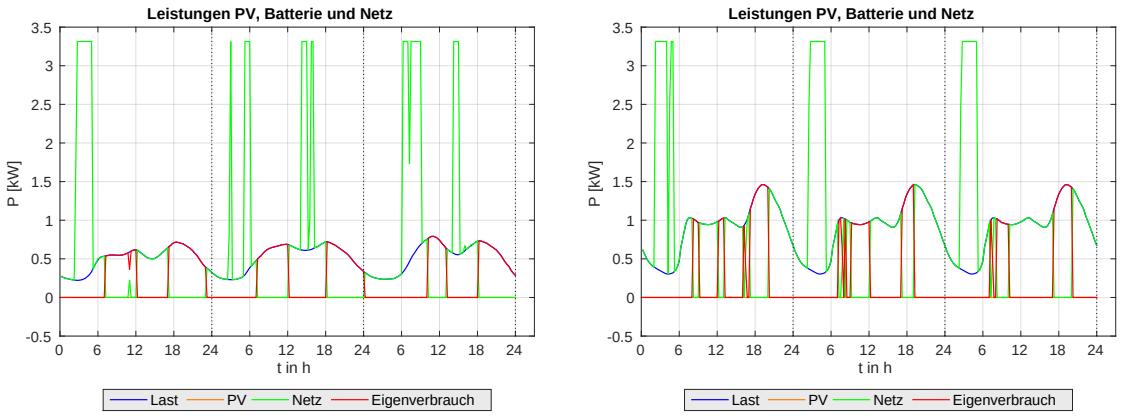
Begrenzung des Gradienten des Netzbezugs Da in den berechneten Szenarien die Leistungen oft sprunghaft ansteigen und abfallen, ergibt sich dadurch eine sehr hohe Belastung des Netzes. Die Speicherladung hat den höchsten Anteil dieser Sprünge zu verantworten und deshalb werden in den Optimierungsberechnungen mit einem solchen System, teilweise Netzanstiege von über 3kW in kürzester Zeit erreicht. Um solche nicht gewollten Spitzen zu vermeiden, wird in der Optimierung, eine Grenze für diese Leistungsanstiege definiert. In diesem Szenario, wird dieser Anstieg mit $0,25$kW pro Zeiteinheit begrenzt. Da in der Berechnung eine Zeitauflösung von 15 Minuten verwendet wird, ergibt sich ein effektive Grenze von 1kW/h.

Die Optimierung ergibt bei sonst gleicher Konfiguration, eine abgeänderte Auswertung der Leistungen und des Energiespeichers. Es zeigt sich, dass sowohl für Sommer als auch Winter, die Anstiege, welche hauptsächlich bei Einspeisung und Ladevorgang des Speichers auftreten, einer sogenannten Rampe folgen und nur kontinuierlich steigen oder fallen. Dadurch ergibt sich zwar, dass in gleicher Zeit eine verminderte Energiemenge in das

System gelangt, jedoch eine merklich verringerte Stoßbelastung des Netzes auftritt. Die Speicherladekurven und Energieniveaus der Batterie haben kontinuierliche Verläufe und können dadurch einen positiven Effekt auf die Lebensdauer beitragen.

Um die Auswirkungen der Leistungsbegrenzung für die wirtschaftlichen Berechnungen zu zeigen, sind diese im Anhang dargestellt. Es wird gezeigt, dass sowohl für Einnahmen oder Ausgaben diese sprunghaften Verläufe reduziert sind, jedoch die grundsätzlichen Abläufe ähnlich bleiben. Das bedeutet nur minimale Änderungen der Werte, gegenüber vorigen Berechnungen. Der Barwert weist einen nur unmerklich niedrigeren Betrag auf, da die Einnahmen reduziert und die Ausgaben gestiegen sind. Das Niveau der Einsparungen ist in etwa gleich geblieben. Dadurch ist diese Begrenzung der Leistungsanstiege eine gute Möglichkeit, um die Netzspitzen zu verringern ohne wirtschaftliche Nachteile in Kauf nehmen zu müssen.

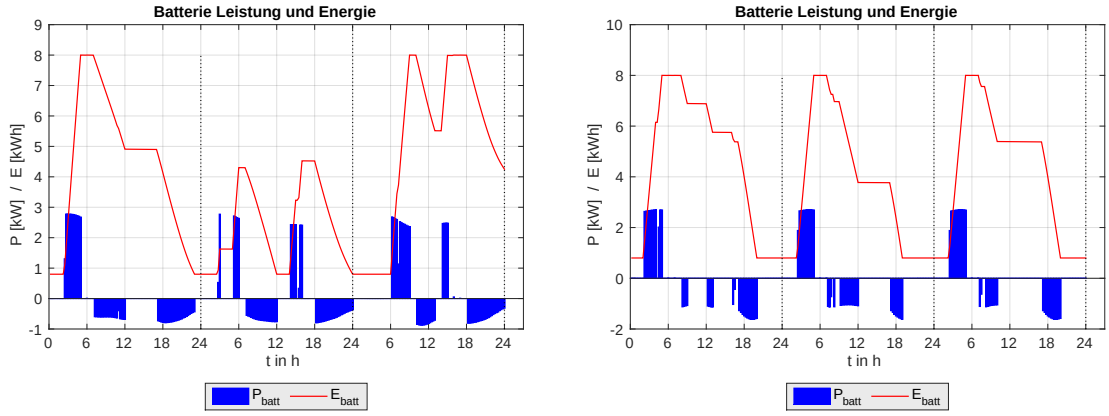
Ohne PV Anlage mit Speicher



(a) (b)

Abbildung 4.34.: ohne PV Tarif nach EPEX Spotmarkt Leistungsverläufe a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif

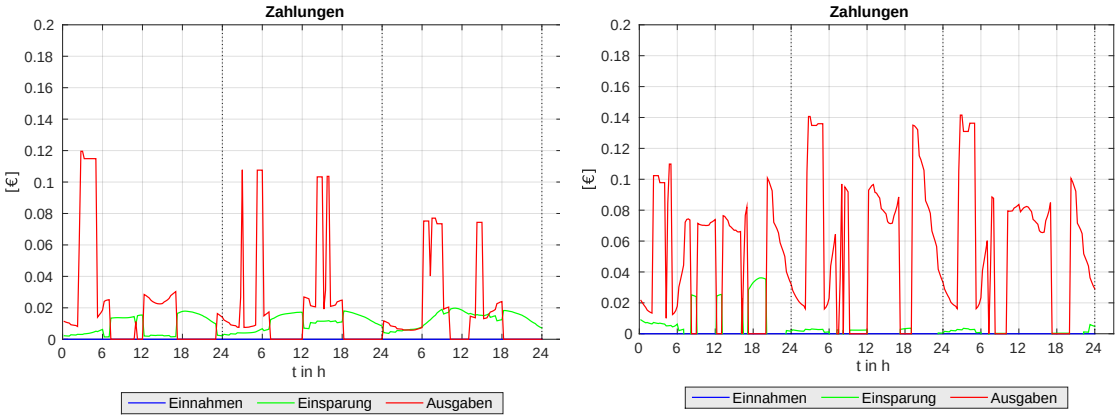
Die Berechnung und Auswertung dieses Tarifs, nur bei Verwendung eines Speichers ergibt, wie in Abbildung 4.34 und Abbildung 4.35 gezeigt, eine für



(a) (b)

Abbildung 4.35.: ohne PV Tarif nach EPEX Spotmarkt Batterieladekurve a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif

Sommer und Winter sehr dynamische, unregelmäßige und unvorhersehbare Leistungskurven. Der Wegfall der PV-Energie bewirkt eine intensive Nutzung des Speichers, um möglichst niedrige Ausgaben zu gewährleisten.



(a) (b)

Abbildung 4.36.: ohne PV Tarif nach EPEX Spotmarkt Ein- Ausgaben a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif

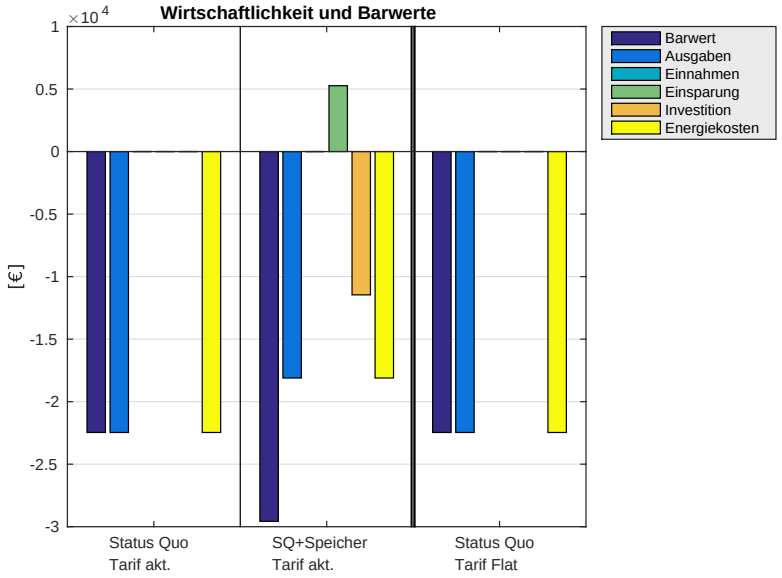


Abbildung 4.37.: ohne PV Tarif nach EPEX Spotmarkt Sommer und Winter Wirtschaftlichkeit

Die wirtschaftliche Auswertung des Szenario in Abbildung 4.36 und Abbildung 4.37, zeigt diese unregelmäßigen Ausgabespitzen für beide Jahreszeiten. Die Einsparungen sind durch günstige gespeicherte Energie, welche in teuren Perioden gebraucht wird zu erklären. Der Barwert errechnet sich zu einem niedrigen, jedoch im Vergleich zum Status-Quo noch nicht ganz konkurrenzfähigen Wert. Eine positive Investitionsentscheidung, kann hier erst bei einer Vergünstigung des Speichersystems erfolgen.

Begrenzung des Gradienten des Netzbezugs Um die Auswirkungen der Leistungsbegrenzung auch in dieser Konfiguration zu zeigen, sind die berechneten Auswertungen im Anhang zu sehen. Es zeigt sich hier, sowohl für Sommer als auch Winter, die charakteristischen Lade- und Entladevorgänge, welche nur in Form der Anstiege verändert sind. Dadurch ergeben sich die kontinuierlichen Verläufe und Kurven, welche einen positiven Effekt auf die Netzbelastung aufweisen.

Die berechneten Diagrammdarstellungen zeigen wiederum die wirtschaft-

lichen Auswertungen, welche wie bei Konfiguration mit PV-Anlage, nur minimale Unterschiede aufweisen. Die Ausgaben haben begrenzte Anstiege, jedoch weiter unregelmäßige und dynamische Spitzen. Die Einsparungen sind von den Abläufen und Werteniveaus gleich geblieben. Dadurch ergibt sich der leicht verminderte Barwert, wobei der Unterschied minimal ausfällt und die Vorteile für das Netz und Batterie positiv hervorstechen.

4.2. Wirtschaftliche Gegenüberstellung

In diesem Kapitel wird auf die bereits berechneten und ausgewerteten Szenarien, sowie Tarifmodelle eingegangen. Die Vergleichbarkeit und Analyse der Tarife wird hier den großen Teil einnehmen, um gute Schlussfolgerungen oder Ansätze zu liefern. Da die Arbeit auf die wirtschaftlichen Aspekte eingeht, werden diese analysiert und erläutert. Der zweite Abschnitt ist eine Sensitivitätsanalyse eines Tarifmodells und beider Speicherszenarien, sowohl mit PV-Anlage als auch ohne, um zusätzliche Vergleiche anstellen zu können. Die optimalen Konfigurationen für das Systemmodell sind hier als Konsequenz der Analysen angegeben.

4.2.1. Allgemeine Wirtschaftlichkeitsberechnungen

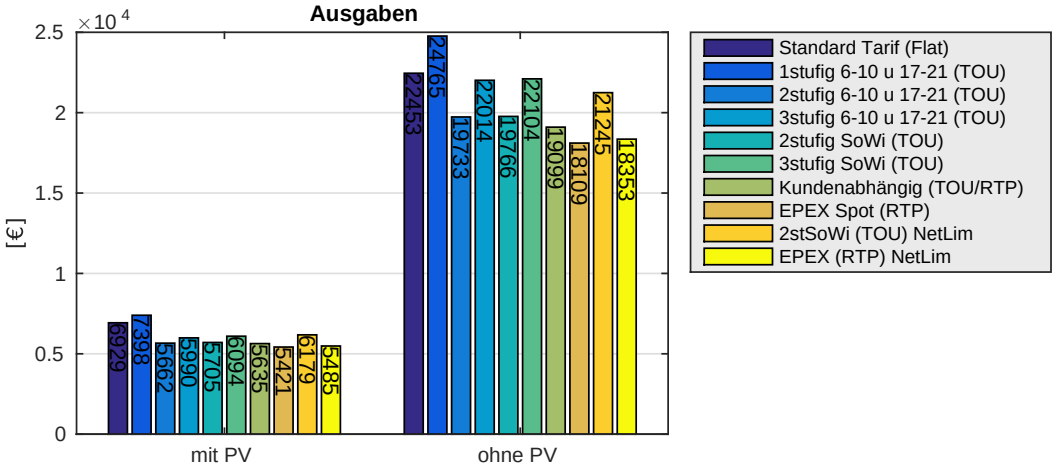


Abbildung 4.38.: Tarifvergleich Ausgaben mit und ohne PV

Um auf die einzelnen Werte der Optimierungsberechnungen einzugehen, sind in Abbildung 4.38, die Ausgaben der Tarifmodelle im Vergleich dargestellt. Hier werden die berechneten Werte für die gesamte Lebensdauer gezeigt und für Vergleiche bereitgestellt. Es wird festgestellt, dass die Ausgeben generell mit PV um einiges niedriger sind und die Tarife, ohne günstigen

Nachtperioden wie Standard- und einstufiger Tarif, die höchsten Ausgaben für Energie aus dem Netz verursachen. Der dreistufige Tarif und das Szenario mit begrenzter Leistungsaufnahme, verursachen ebenfalls höhere Ausgaben. Dadurch ist der Zusammenhang zwischen Ausgaben und Barwert gut erkennbar, da diese den größten Teil ausmachen.

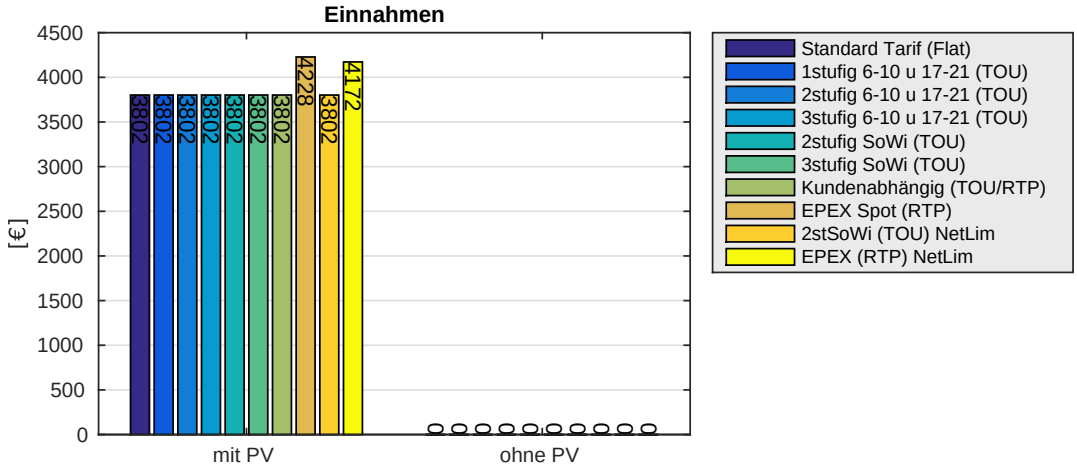


Abbildung 4.39.: Tarifvergleich Einnahmen mit und ohne PV

Die Einnahmen über die Lebensdauer, wie in Abbildung 4.39 gezeigt, sind die Erlöse aus Einspeisung in das Stromnetz. Da, nur bei installierter PV-Anlage zurück gespeist wird, sind hier die Werte bei allen Tarifen annähernd gleich. Der Unterschied bei Spotmarkttarifen ergibt sich aus der Tatsache, dass teilweise negative Preise für den Energiebezug existieren, oder zumindest niedriger als der konstante Einspeisetarif sind.

Die gesamten Einsparungen, welche auch bei Konfiguration mit PV-Anlage überwiegen, ergeben sich aus den bezahlten Energiepreisen, die von dem Standardpreis als Bezug subtrahiert wurden. Dadurch ist die erzeugte Energie, von der PV-Anlage mit dem Standardtarif vergütet. Bei Tarifen ohne billigen Nachtpreisen, ist das Einsparungspotential damit erschöpft. Da die restlichen Szenarien mit solchen berechnet sind, gibt es hier zusätzliche Einsparungen, welche sich auch bei fehlender PV-Energie zeigen. In Abbildung 4.40 sind diese Vergleiche angeführt, wobei die Tarifmodelle mit niedrigen Ausgaben, hier die höchsten Werte erreichen. Der summierte

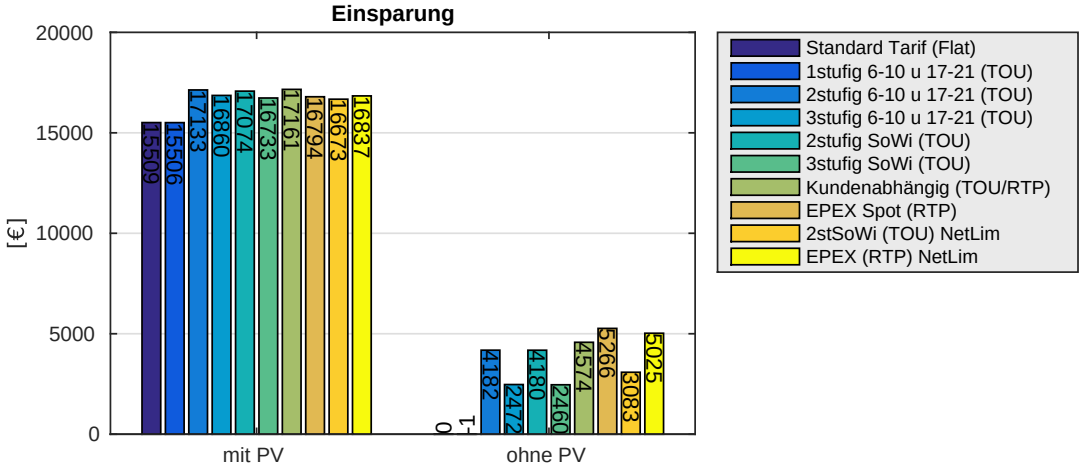


Abbildung 4.40.: Tarifvergleich Einsparungen mit und ohne PV

Barwert, aus diesen Berechnungen ist damit gut nachvollziehbar und kann diese Optimierungen der Modelle wirtschaftlich gut darstellen.

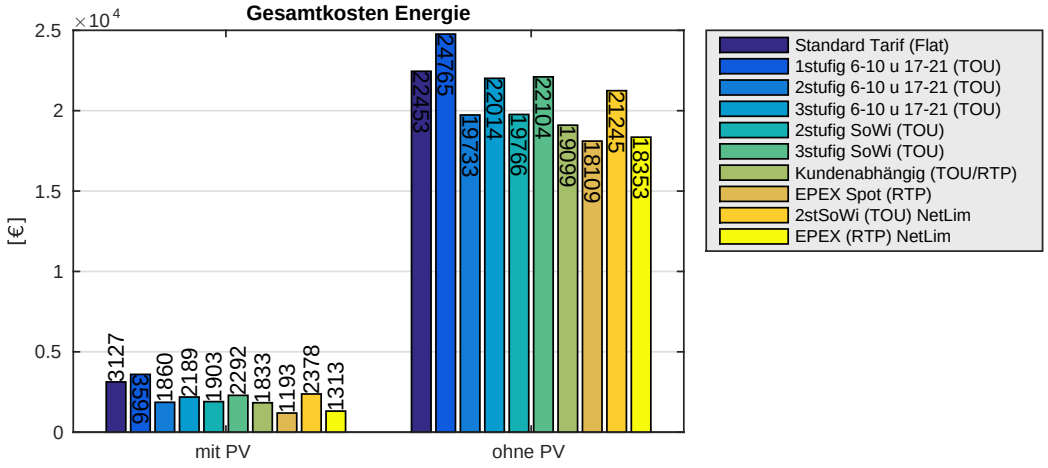


Abbildung 4.41.: Tarifvergleich Gesamtkosten Energie mit und ohne PV

Da die Gesamtkosten des Energiebezugs, wie in Abbildung 4.41 dargestellt, aus den Ausgaben für Strombezug und Einnahmen aus Einspeisung beste-

hen, werden diese Werte als Vergleich benutzt,[2] um damit die Tarifmodelle von der Anbieterseite betrachten zu können, damit sind hier andere Kriterien relevant. Wobei die Tarife, bei denen der Kunde am meisten profitiert hat, hier womöglich den umgekehrten Effekt liefern. Die Werte sind von einer entfernteren Betrachtungsweise gesehen, nur minimal unterschiedlich, auf die Summe aller Kunden kann dies wirtschaftlich einen Verlust bedeuten. Dadurch müssen andere Kriterien und Betrachtungsweisen für die Energiekonzerne in Frage kommen, um diese Modelle einzuführen.

Die Vergleiche des Eigenverbrauchs, welche im Anhang dargestellt sind, liefern bei fehlender PV-Anlage eine vorauszusehende Auswertung, im Gegensatz zur Konfiguration mit PV, wo hier bei dem Tarif nach EPEX Spotmarkt eine Verringerung des Eigenverbrauchs auftritt. Es zeigt sich, dass dieser Tarif mehr Energie ins Netz zurück speist, da die Strompreise kurzfristig schon mal unter den konstanten Feed-In-Tarif fallen können. Das PV-Speicher-System erreicht mit einem Eigenverbrauchsanteil von 71,9% eine relativ hohen Wert, wobei besonders in Sommermonaten durchaus teils volle Autarkie erreicht werden kann.

[2]Die Energieversorger bekommen nur einen prozentualen Anteil (33%) dieser Gesamtkosten, da hier Steuern, Abgaben, Netzkosten und dergleichen zusätzlich bestehen. vgl. Abbildung 2.2

4.2.2. Barwerte und Wirtschaftlichkeit

Der Vergleich der Tarife, soll in erster Linie von den wirtschaftlichen Auswertungen erfolgen. Da der Barwert eine Investition beurteilt und in diesem Modell die Ausgaben über den Zeitraum vergleichbar macht, welcher mit 20 Jahren in der Modellberechnung festgelegt wurde, sind für alle Szenarien diese Berechnungen zu vergleichen. Aus den Einnahmen, Ausgaben und Investitionszahlungen sind, über den gesamten Zeitraum, diese Werte berechnet aufsummiert. Die Unterschiede sind bei den Szenarien nur minimal, jedoch muss hier jeweils eine wirtschaftliche Entscheidung getroffen werden.

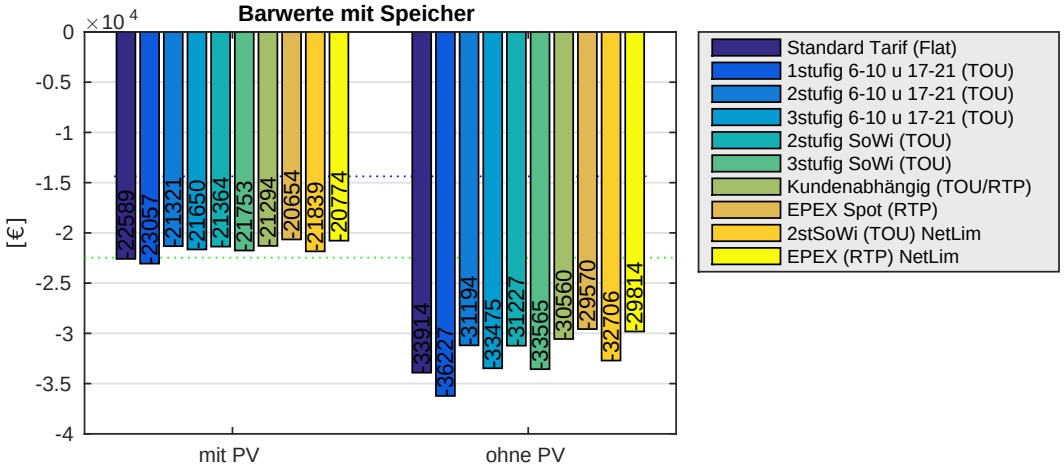


Abbildung 4.42.: Tarifvergleich Barwerte mit und ohne PV

Die Barwerte, welche in Abbildung 4.42 dargestellt sind, sollen als Grundlage für eine Investitionsentscheidung oder als Bewertungsmöglichkeit für Tarifmodelle dienen. Als weitere Vergleiche sind in Abbildung 4.43, die zugehörigen Barwerte der Tarifmodelle ohne Speicher zu sehen. Wobei hier, außer dem Standardtarif und dem Spotmarkttarif der an den Standard angepasst ist, keine anderen als wirtschaftlich sinnvoll zu betrachten sind. Daher wird der Barwert für den Standardtarif, als Bewertungsgrundlage der Szenarien verwendet. Eine eventuelle Förderung wird an diesen Vergleich geknüpft, da sowohl mit als auch ohne Photovoltaikanlage, die Werte ohne

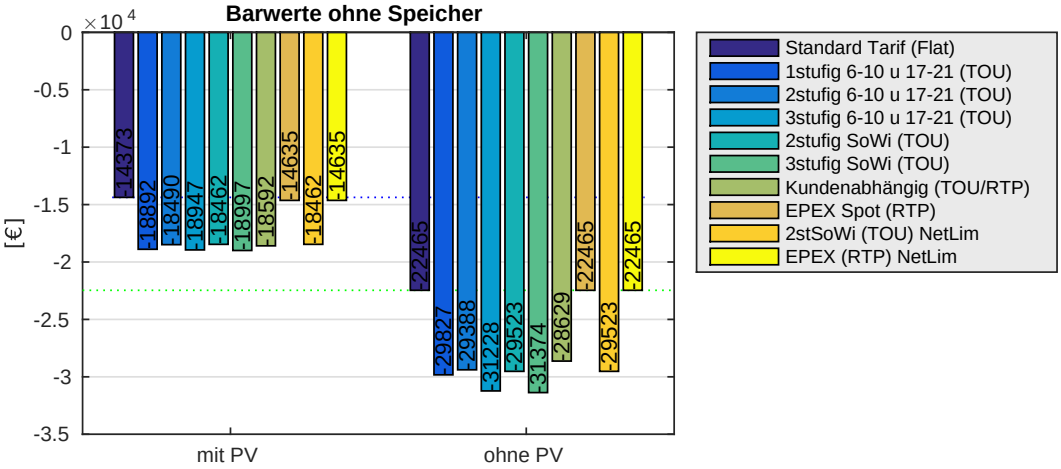


Abbildung 4.43.: Tarifvergleich ohne Speicher Barwerte mit und ohne PV

Speicher höher sind.

Zur besseren Analyse sind in Abbildung 4.44, die Barwerte der Tarifmodelle in relativer Weise zum Standardtarif mit Konfiguration ohne PV und Speicher (Status-Quo) gezeigt. Da die wirtschaftliche Verbesserung gegenüber diesem relevant ist, kann hier mit positiven oder negativen Werten ein Überblick dieser erbracht werden. Da die maximalen, wirtschaftlich besten Barwerte, jeweils ohne Speicher erreicht werden, ist dieser Wert als Referenzlinie angezeigt. Die Differenz zwischen diesen ist der jeweilige Förderbetrag. Die relativen wirtschaftlichen Verbesserungen der Barwerte werden in Tabelle 4.1 übersichtlich dargestellt. Der Bezugswert wird ausgehend vom Standard Flat-Tarif der Konfiguration Status-Quo verglichen, wobei wirtschaftliche Verbesserungen grün und niedrigere Werte rot gekennzeichnet werden.

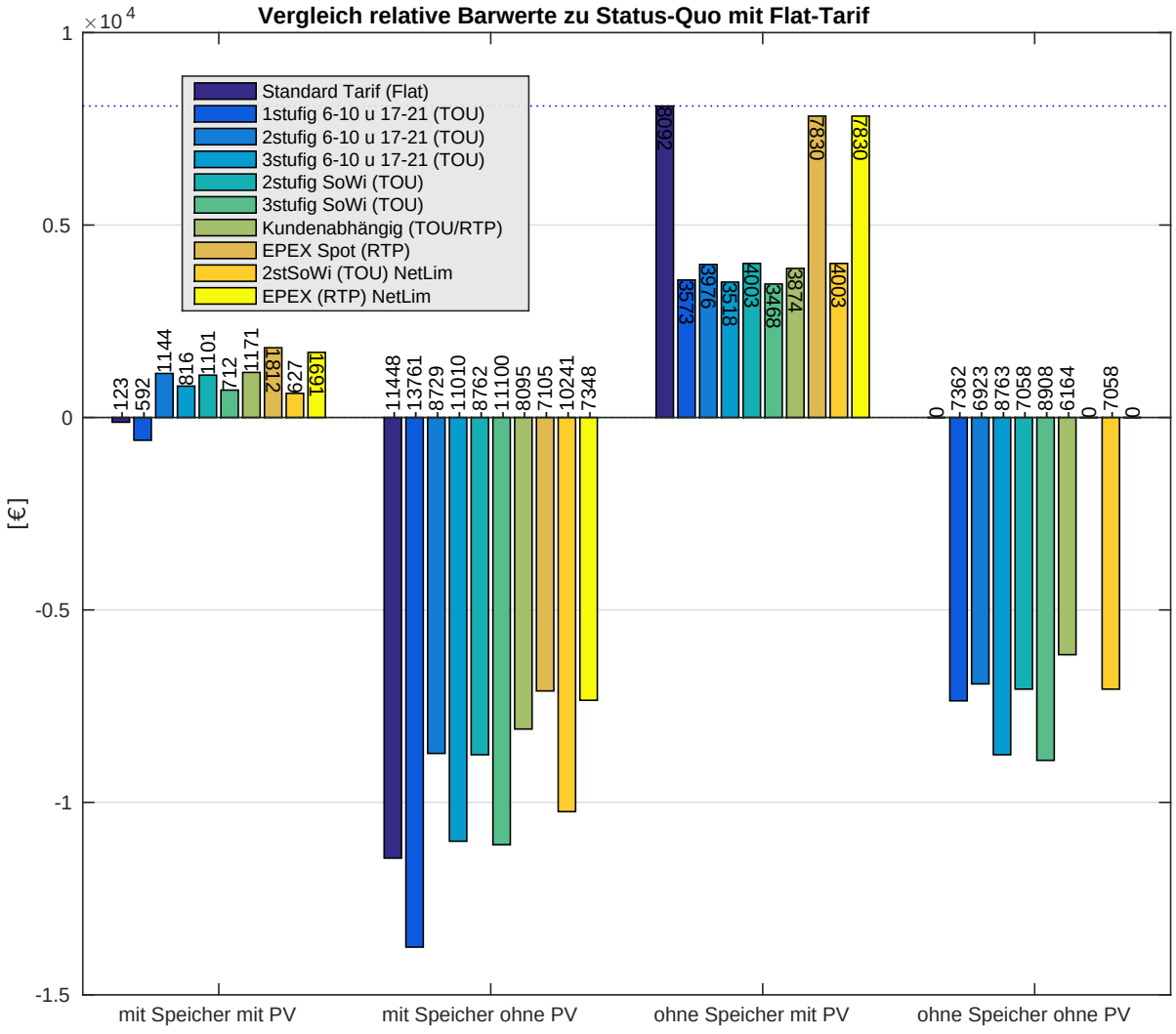


Abbildung 4.44.: Tarifvergleich der relativen Barwerte mit und ohne PV, bei Differenz zu Status Quo

Tabelle 4.1.: relative Veränderung der Barwerte gegenüber Standard (Flat) Tarif Status-Quo, für Konfigurationen mit PV und Speicher

rel. Barwert [€]	Status Quo	SQ + PV	SQ + Speicher	PV + Speicher
Standard	0	8.092	-11.448	-123
1stufig	-7.362	3.573	-13.761	-592
2stufig	-6.923	3.976	-8.729	1.144
3stufig	-8.763	3.518	-11.010	816
2st. SoWi	-7.058	4.003	-8.762	1.101
3st. SoWi	-8.908	3.468	-11.100	712
Kundenabh.	-6.164	3.874	-8.095	1.171
EPEX Spot	0	7.830	-7.105	1.812

Der Ansporn der Kunden diese Investitionen zu tätigen ist, bis auf ökologische Überlegungen, mit diesen Berechnungen, im Vergleich zum Maximum nur schwer zu argumentieren. Dadurch stellt sich die Frage der wirtschaftlichen Anreize, um solche Speichersysteme zu installieren. Durch technologisches Lernen und günstigeren Produktionsprozessen, sowie Massenfertigung wird der Preis weiter sinken, jedoch ist das kein schneller Prozess und der Markt für Batteriesysteme wird dadurch nur langsam wachsen. Eine Lösung wäre, dem Kunden eine Einmalzahlung in Form einer Investitionsförderung anzubieten, um die Gesamtlösung aus Tarifmodell und Energiesystem wirtschaftlich zu gestalten. Dieser Betrag wäre, als Differenz zwischen dem Barwert des Szenario ohne Speicher mit Standardtarif und dem Wert mit Speicher und gewählten Tarifmodell zu sehen. In Abbildung 4.45 sind diese Werte der Förderbeträge, im Vergleich der Tarife zu sehen. Es wird festgestellt, dass die Werte bei Konfiguration ohne PV-Anlage höher ausfallen und die Tarifmodelle, welche für den Kunden am besten abgeschnitten haben, auch die niedrigsten Förderungen benötigen.

Für ein Speichersystem mit PV-Anlage sind die Tarifmodelle, wie in Tabelle 4.2 angeführt, nach diesen Kriterien zu bewerten. Der Standardtarif ist, mit einem Barwert von -22.589€ mit Speicher, keine wirtschaftlich gute Lösung, wobei der Wert ohne Speicher von -14.373€ das wirtschaftliche Maximum darstellt. Da weder die nachfolgenden Tarife an diesen Barwert herankommen, wobei der höchste Wert der des EPEX-Spot Tarifs mit -

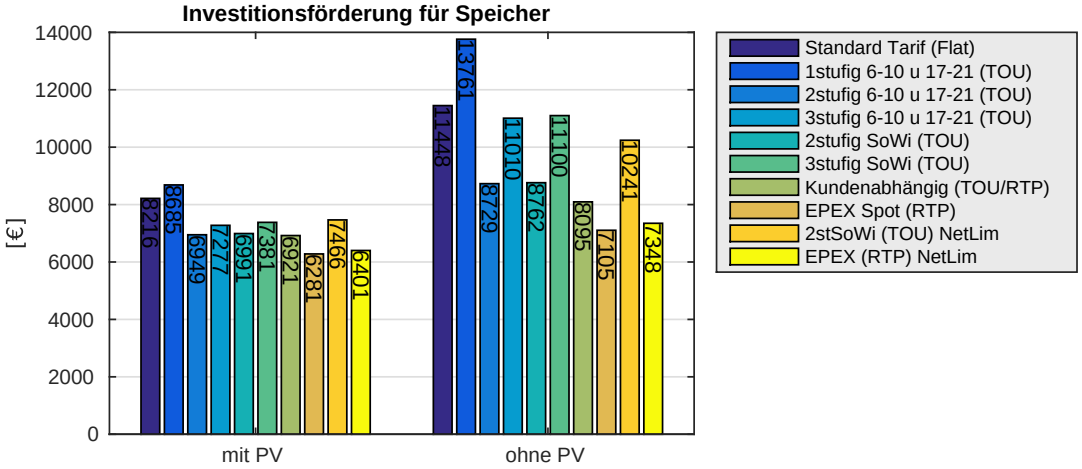


Abbildung 4.45.: Tarifvergleich und Investitionsförderungen mit und ohne PV

14.635€ ist, sind aus rein wirtschaftlichen Überlegungen, diese nicht für eine Investition in ein Speichersystem zu betrachten. Um dieses zu ermöglichen müsste der Preis des Speichers sinken oder eine Investitionsförderung für den Kunden vorhanden sein. In Tabelle 4.3 sind diese berechneten Beträge angegeben. Diese Werte liegen in einem Bereich zwischen 6.000€ und 9.000€. Für bessere Übersicht sind diese Investitionsförderbeträge pro installierter Speicherkapazität angegeben, wobei in diesen Szenarien ein Speicher mit 8kWh eingesetzt wurde.

Die Optimierungsberechnungen für das Modell haben teils unterschiedlichste Ergebnisse gebracht, jedoch am wirtschaftlich interessantesten sind der Spot- und der kundenabhängige Tarif, sowie die zweistufigen Tarife, wobei die Unterscheidung zwischen Sommer und Winter nur minimale Änderungen ergibt. Als weiterer Vergleich dieser Barwertberechnungen, ist der Ausgabenwert der bei Standardtarif und Status-Quo für diesen Zeitraum berechnet wird. In Tabelle 4.4, ist der Wert als Barwert ohne PV mit -22.465€ gezeigt. Jedes berechnete Szenario unter diesem Betrag ist, rein aus Investitionsbetrachtung nicht sinnvoll, wobei eine Annäherung und Überschreitungen vorhanden sind.

Wenn das Modell mit Speichersystem, jedoch ohne PV-Anlage konfigu-

Tabelle 4.2.: Vergleich von Barwerten für verschiedene Tarife mit PV

Tarife	**Barwert mit PV [€]**	
	mit Speicher	ohne Speicher
Standard	-22.589	-14.373
1stufig	-23.057	-18.892
2stufig	-21.321	-18.490
3stufig	-21.650	-18.947
2st. SoWi	-21.364	-18.462
3st. SoWi	-21.753	-18.997
Kundenabhängig	-21.294	-18.592
EPEX Spot	-20.654	-14.635
2st. SoWi NetLim	-21.839	-18.462
EPEX Spot NetLim	-20.774	-14.635

Tabelle 4.3.: Vergleich von Investitionsförderungen verschiedene Tarife mit PV

Tarife	**Investitionsförderung mit PV**	
	[€]	**[€/kWh]**
Standard	8.216	1.027
1stufig	8.685	1.086
2stufig	6.949	869
3stufig	7.277	910
2st. SoWi	6.991	874
3st. SoWi	7.381	923
Kundenabhängig	6.921	865
EPEX Spot	6.281	785
2st. SoWi NetLim	7.466	933
EPEX Spot NetLim	6.401	800

riert wird, berechnen sich die Barwerte zu einem viel höheren negativen Wert. Der Standardtarif und der einstufige Tarif sind mit Werten von über -30.000€ nicht wirtschaftlich, da bereits wie vorher erwähnt, bei Standardtarif und Status-Quo ein berechneter Barwert von -22.465€, das Maximum ohne PV-Anlage gegeben ist. Die Vergünstigungen für Batteriesysteme oder

Investitionsförderungen fallen hier noch höher aus, welche bei Werten zwischen 7.000€ und 13.000€ , in Tabelle 4.5 angegeben sind. Da auch in diesen Szenarien die Spot- und kundenabhängigen Tarifmodelle die höchsten Werte liefern, können diese, wie auch der zweistufige Tarif, am ehesten eine wirtschaftliche Investitionsentscheidung zulassen.

Tabelle 4.4.: Vergleich von Barwerten für verschiedene Tarife ohne PV

Tarife	**Barwert ohne PV [€]**	
	mit Speicher	ohne Speicher
Standard	-33.914	-22.465
1stufig	-36.227	-29.827
2stufig	-31.194	-29.388
3stufig	-33.475	-31.228
2st. SoWi	-31.227	-29.523
3st. SoWi	-33.565	-31.374
Kundenabhängig	-30.560	-28.629
EPEX Spot	-29.570	-22.465
2st. SoWi NetLim	-32.706	-29.523
EPEX Spot NetLim	-29.814	-22.465

Tabelle 4.5.: Vergleich von Investitionsförderungen verschiedene Tarife ohne PV

Tarife	**Investitionsförderung ohne PV**	
	[€]	**[€/kWh]**
Standard	11.448	1.431
1stufig	13.761	1.720
2stufig	8.729	1.091
3stufig	11.010	1.376
2st. SoWi	8.762	1.095
3st. SoWi	11.100	1.387
Kundenabhängig	8.095	1.012
EPEX Spot	7.105	888
2st. SoWi NetLim	10.241	1.280
EPEX Spot NetLim	7.348	919

4.3. Sensitivitätsanalyse

Um auf die optimalen Speicher- und PV-Größen zu kommen, muss für ein gewähltes Szenario eine sogenannte Sensitivitätsanalyse gemacht werden. Hierbei werden für gewählte Konfigurationen des Modells, jeweils eine gesamte Optimierung durchgeführt. In diesem Fall wurde das zweistufige Tarifmodell, mit Sommer und Winter ausgewählt. Diese Entscheidung beruht auf den Vergleichen der Tarifmodelle, in denen dieses für die wirtschaftliche Betrachtung gute Werte geliefert hat. Durch die einfache Umsetzung dieser Stufenpreise und die gut vorhersehbare Preisentwicklung, ist dieses Tarifmodell als gute Option zu sehen. Durch die vorausgesetzten Tarifstufen, ist dem Energieversorger möglich die Energiebelastung des Netz von der Kundenseite zu beeinflussen. Hierbei muss angemerkt werden, dass sowohl dieses Modell als auch die jeweils anderen, noch durch feine Anpassungen optimiert werden können.

Die gewählten Bereiche sind, mit 0kWh bis 15kWh für den Energieinhalt des Batteriespeicher und 0kWp bis 20kWp für die Spitzenleistung der PV-Anlage vorgegeben. Die Parameter, aus dem Kapitel Methode und Analytischer Ansatz, sind für diese Optimierung gleich geblieben. Dadurch ergeben sich $21 \times 16 = 336$ verschiedene Optimierungsberechnungen, welche in Lösungsarrays gespeichert werden. Die Auswertung erfolgt in Form eines dreidimensionalen Oberflächendiagramm für alle relevanten Berechnungen.

Bei Betrachtung der Ausgaben dieser Analyse, in Abbildung 4.46, sind die Abhängigkeit beider Variablen voneinander erkennbar, da sowohl für den Speicher als auch der PV-Anlage einzeln eine Sättigung eintritt, wobei das PV-System den größten Sprung herbeiführt. Beide Systeme kombiniert, können die Ausgaben um ein vielfaches reduziert werden. Sind beide Anlagen groß genug, laufen die Werte auf einen verschwindenden Betrag hinaus. Das bedeutet, dass erzeugte Energie durch Speicherung den Eigenverbrauch steigert.

Die Einnahmen des Modells, wie in Abbildung 4.47 dargestellt, zeigen die Einnahmen, welche hauptsächlich von der erzeugten Energie der PV-Anlage abhängen. Der Speicher wird diesen Wert nur leicht vermindern, da weniger Energie eingespeist wird und mehr im System genutzt wird.

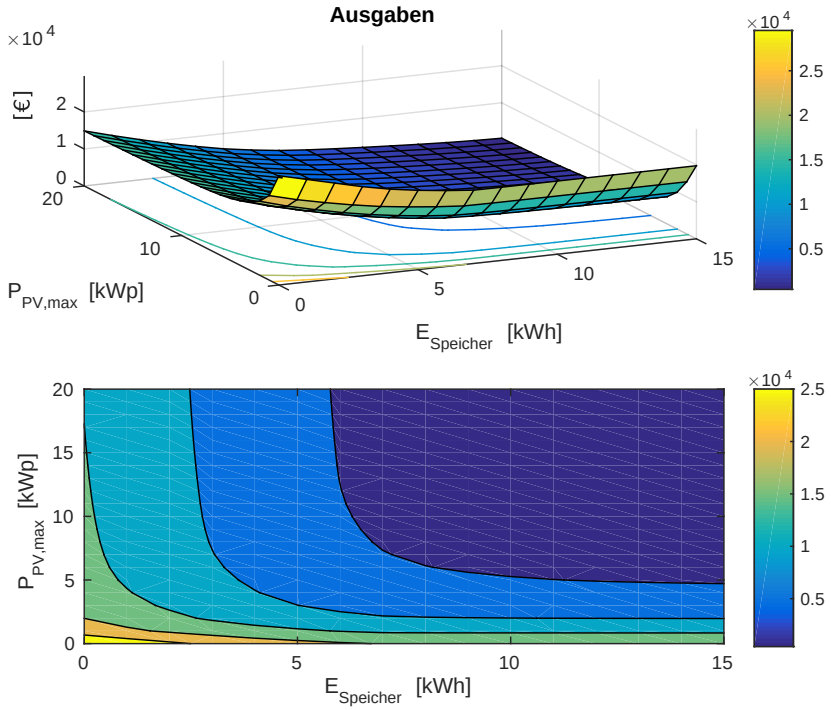


Abbildung 4.46.: Analyse der Ausgaben über variablen PV und Speicher

Die Einsparungen aus dieser Analyse sind zu den Ausgaben komplementär, da bei verminderter Energieaufnahme aus dem Netz, eigene Energie genutzt wird. Das gegenseitige zusammenwirken beider Systeme erreicht die höchsten Beträge. Die PV-Anlage erlangt, nach anfänglichem Anstieg, eine Sättigung und der Speicher alleine kann nur minimale Einsparungen schaffen. In Abbildung 4.48 ist die Auswertung gezeigt.

Der Barwert dieser Sensitivitätsanalyse, in Abbildung 4.49, wird aus diesen Werten errechnet und hilft die Auswahl der Systemparameter zu erleichtern. Es zeigt sehr deutlich, den großen Sprung nach unten in der Barwertberechnung, durch Investition in ein Speichersystem ab 1kWh. Für jede gewählte PV-Anlagengröße, entsteht ein Maximum der Barwerte für die Lastkurve bei Speicherwerte zwischen 5kWh und 7kWh. Da hier die Steigerung der

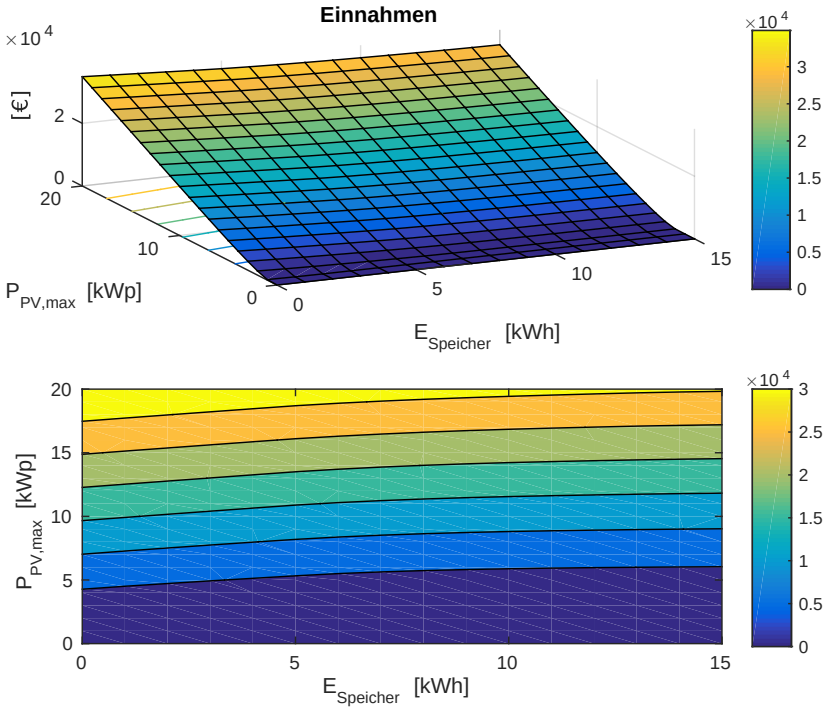


Abbildung 4.47.: Analyse der Einnahmen über variablen PV und Speicher

PV-Anlage und höhere Einnahmen durch Einspeisung, den Barwert in die Höhe treiben, wird kein absolutes Maxima erkennbar. Da der jährliche Energieverbrauch und Lastkurve des Haushalts, für den Fall mit 6000kWh und einer PV-Anlage von 5kWp ein Barwertmaximum bei einer Speichergröße von 6kWh ergibt, sollen für die weitere optimierte Berechnung diese Konfigurationswerte angenommen werden.

Die Energie- oder Stromkosten, für Bezug und Einspeisung des Kunden, werden durch variable Ein- und Ausgaben verschiedene Werte aufweisen, wie in Abbildung 4.50 gezeigt. Sie sinken proportional mit der Größe der verwendeten PV-Anlage, die Energie ins Netz einspeist. Der Speicher hat nur einen kleinen Einfluss auf diesen Wert, wobei eine leichte Absenkung entsteht. Die Energielieferanten und Netzbetreiber werden durch Speicher-

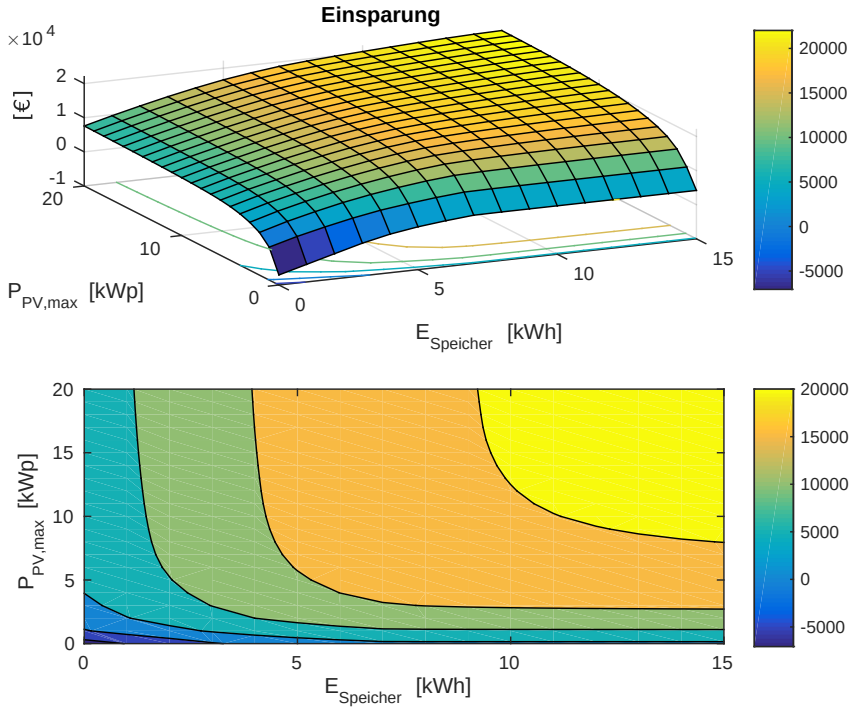


Abbildung 4.48.: Analyse der Einsparungen über variablen PV und Speicher

systeme geringe Verminderungen der gelieferten Energie feststellen, jedoch können dadurch weitere wirtschaftliche Vorteile durch eine Verbreitung dieser Speichern auftreten.

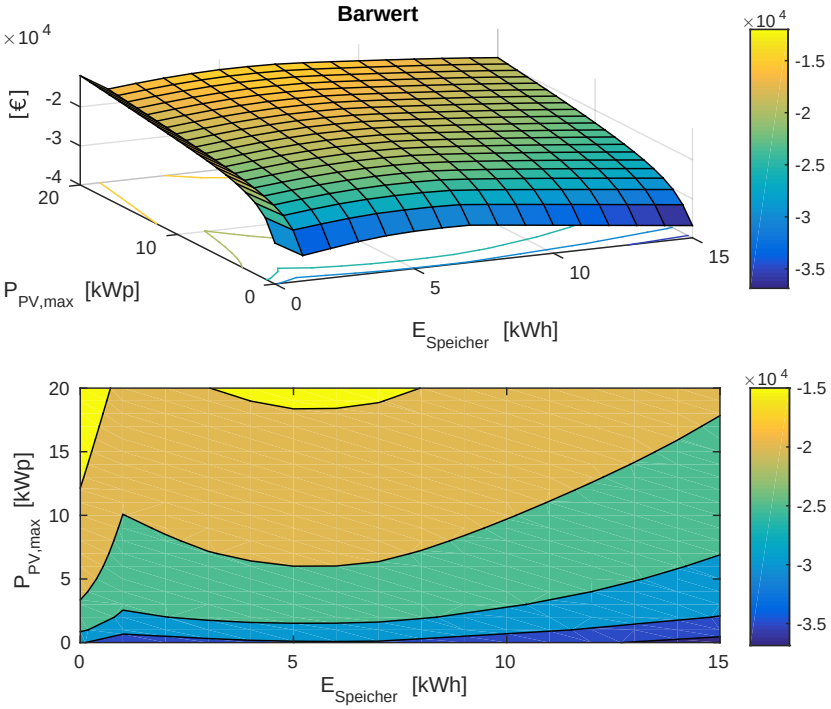


Abbildung 4.49.: Analyse des Barwertes über variablen PV und Speicher

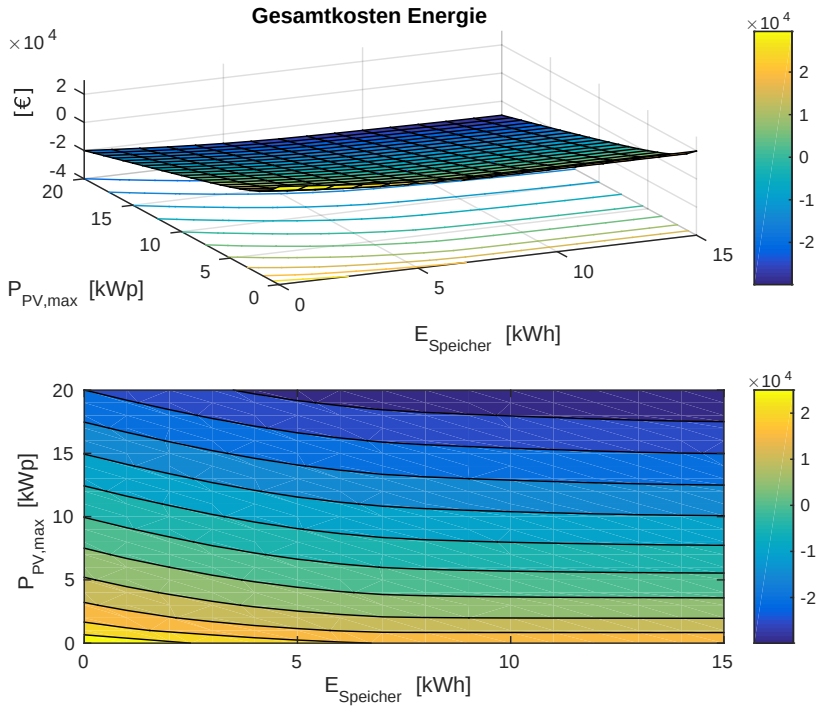


Abbildung 4.50.: Analyse der Gesamtkosten Energie über variablen PV und Speicher

4.3.1. Optimale Größe von PV und Speicher

Aus der Auswertung der Sensitivitätsanalyse, ergeben sich die optimalen Parameter für das Modell. Bei einer Größe der PV-Anlage von 5kWp, ergibt das ein optimales System mit einem Speichervolumen von 6kWh. Der gewählte Tarif, ist der zweistufige mit Unterscheidung zwischen Sommer und Winter, damit lässt sich die Optimierungsberechnung für das System durchführen. In Abbildung 4.51, ist die wirtschaftliche Auswertung dargestellt und feststellbar, dass hier mit -20.650€, gegenüber dem Status-Quo von -22.465€ ein niedrigerer Barwert erreicht wird und eine Verbesserung sogar gegenüber dem Epex-Tarif in voriger Auswertung erreicht wurde. Die Förderung für den Speicher sollte hier, laut Berechnungen 6.278€ oder 785€/kWh betragen. Die Erkenntnis dieser Analyse ist, dass mit dem derzeitigen Investitionsaufwand noch keine absolute sinnvolle wirtschaftliche Entscheidung für Speichersysteme zu treffen ist, wobei hier nur mit dem wirtschaftlichen Optimum mit PV-Anlage verglichen wird. Eine Investition in ein gesamtes System hat wirtschaftlich auch Vorteile. Durch längere Lebensdauern und damit gesteigerte Ladezyklen, sowie Vergünstigung wird dieser Umstand verbessert werden.

Tabelle 4.6.: Barwert für 2st. SoWi Tarif mit PV bei optimaler Größe

Tarife	**Barwert mit PV [€]**	
	mit Speicher	ohne Speicher
2st. SoWi Opt	-20.650	-18.462

Tabelle 4.7.: Investitionsförderung für 2st. SoWi Tarif mit PV bei optimaler Größe

Tarife	**Investitionsförderung mit PV**	
	[€]	**[€/kWh]**
2st. SoWi Opt	6.278	785

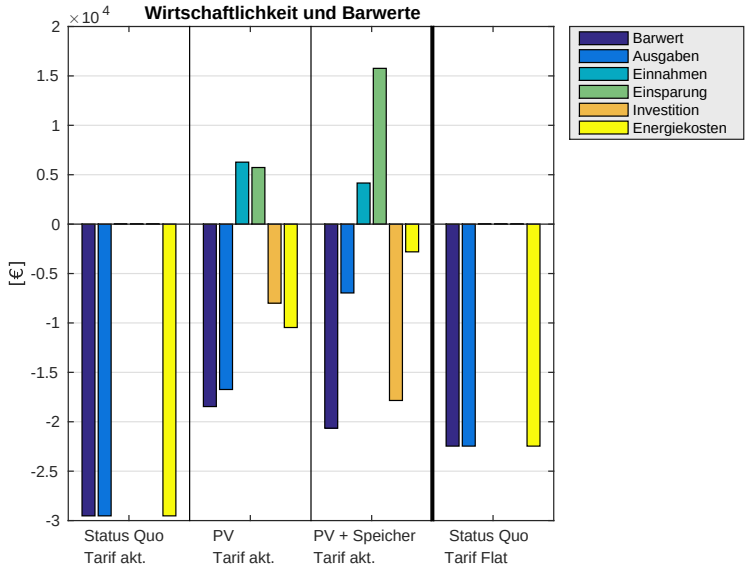


Abbildung 4.51.: mit PV Tarif 2stufig Sommer und Winter Wirtschaftlichkeit, optimale Konfiguration

4.3.2. Optimale Größe von Speicher ohne PV Anlage

Um eine optimale Lösung der Modellierung ohne PV-Anlage zu erhalten, soll für alle gewählten Konfigurationen der Speichergröße, der höchste Barwert der Berechnungen bestimmt werden. Die Auswertung wird in Abbildung 4.52 gezeigt, wobei das Maximum bei einem Speichersystem mit fast 7kWh erreicht wird. Der Barwert dieses Szenario ist mit -30.362€ noch sehr hoch, im Gegensatz zur Standardkonfiguration dem Status-Quo. Um bei diesem Modell eine wirtschaftlich optimale Lösung zu erreichen sollen Vergünstigungen oder Förderungen in Höhe von 7.897€ oder 987€/kWh eintreten und eine Investition des Kunden kann somit erfolgreich getätigt werden. Die Berechnungen sind in Abbildung 4.53 dargestellt. Diese Speicherlösung wäre für Haushalte, ohne Möglichkeit der Installation einer PV-Anlage ideal. Um diese Investition dem Kunden schmackhaft zu machen, müssen noch einige Hürden genommen werden, jedoch für Energieversorger ist dieses Szenario sehr Interessant, da sie mit Tarifen die Last der

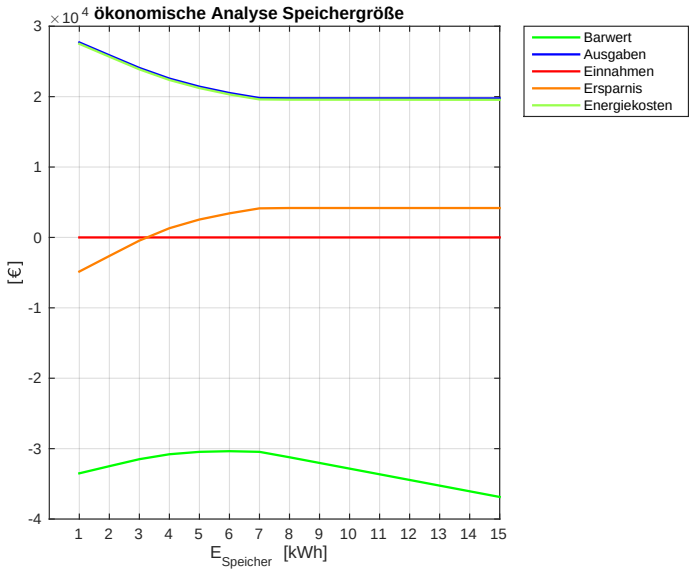


Abbildung 4.52.: Auswertung von Analyse der Speichergrößen ohne PV

Kunden direkt Steuern können und für den Kapazitätsmarkt, viele kleine Speicherkapazitäten hätten um Lastspitzen auszugleichen.

Tabelle 4.8.: Barwert für 2st. SoWi Tarif mit PV bei optimaler Größe

Tarife	**Barwert ohne PV [€]**	
	mit Speicher	ohne Speicher
2st. SoWi Opt	-30.362	-29.523

Tabelle 4.9.: Investitionsförderung für 2st. SoWi Tarif mit PV bei optimaler Größe

Tarife	**Investitionsförderung ohne PV**	
	[€]	**[€/kWh]**
2st. SoWi Opt	7.897	987

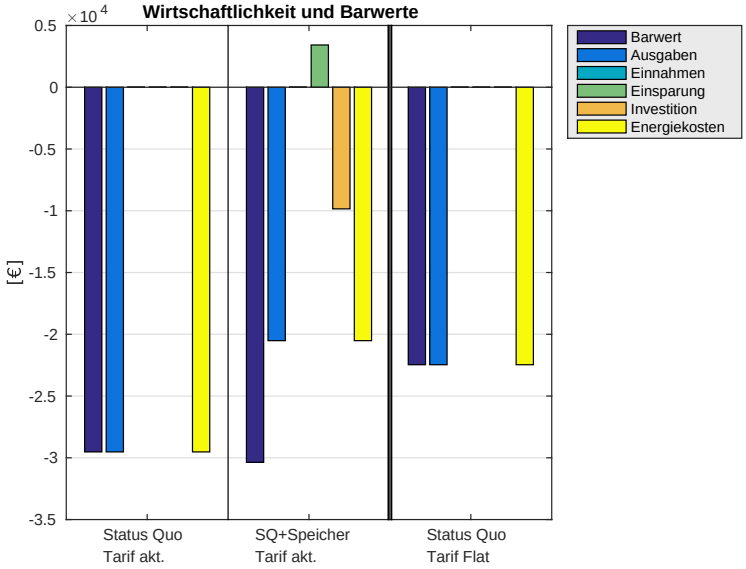


Abbildung 4.53.: ohne PV Tarif 2stufig Sommer und Winter Wirtschaftlichkeit, optimale Konfiguration

5. Schlussfolgerungen

Das abschließende Kapitel beinhaltet die Schlussfolgerungen dieser Arbeit und soll für weitere Forschung und Arbeiten als Grundlage dienen. Die Investitionsentscheidungen, aus den durchgeführten Berechnungen in dieser Arbeit wurden durch eindeutige Ergebnisse bewertet. Die Werte der Optimierungsmodelle und Szenarien können in der Praxis jedoch nur annähernd erreicht werden, da genaue Prognosen des Verbrauchs und des Wetters für den Speichereinsatz nur ansatzweise umsetzbar sind. Aus diesem Grund müssen für Speichersysteme, welche in der Praxis umgesetzt werden, Lade- und Entladestrategien entwickelt werden, welche Wetterprognosen mit einbeziehen.

Um für die Endverbraucher und Energieversorger die idealen Tarife zu finden und diese umzusetzen, muss beachtet werden, dass die Tarifmodelle den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben. Die Entscheidungen der Kunden und die Anreizsetzung für Investitionen kann, durch Wahl von attraktiven Tarifen, in eine gewünschte Richtung gelenkt werden. Die sechs unterschiedlichen Tarifmodelle mit Flat-, TOU, oder RTP-Charakteristik, bieten einen guten Überblick der Möglichkeiten an und zeigen die Auswirkungen von Tarifen auf die Speicherausnützung. Die zweistufigen TOU-Tarife und RTP-Tarife bringen die größten wirtschaftlichen Vorteile für den Kunden mit Speichersystemen, wobei minimale Verbesserungen durch angepasste Modelle möglich sind. Das wirtschaftliche Maximum wird durch die Konfiguration des Modells mit Standardtarif (Flat) und PV-Anlage erreicht, diese Werte hat in der Barwertberechnung kein Szenario annähernd erreicht. Die Investition in ein Speichersystem kann mit den förderlichen Tarifmodellen (RTP und TOU), durch gute Werte als wirtschaftlich sinnvoll angenommen werden, wobei der Barwert mit dem kompletten System und Betrachtungszeitraum von 20 Jahren niedriger ist, als der Status-Quo mit Standardtarif. Das bedeutet, dass mit speziellen Tarifmodellen jedes System

mit PV und Speicher wirtschaftlich besser abschneidet als der Haushalt ohne PV und Speicher mit Standardtarifen.

Bei Verlängerung der Anlagendauer ergeben sich für den Kunden wesentliche wirtschaftliche Vorteile, wenn die Prognose und damit die Grundlage der Barwertberechnung übertroffen wird. Die wirtschaftliche Bewertung für ein Speichersystem ohne PV-Anlage, das oft die einzige Möglichkeit von Kunden in urbanen Gebieten darstellt, kann nur mit finanziellen Anreizen seitens der Versorger oder mit Investitionsförderungen als sinnvoll betrachtet werden. Es gilt auch weiterhin für beide Szenarien, dass bei längeren Lebensdauern oder günstigeren Preisen, die Barwerte und somit die Investitionen rentabler werden. Hier sei der Ausblick in die nahe Zukunft angebracht, da mit Herstellern wie Tesla-Motors[1] ein System am Markt angeboten werden soll, dass mit ca 3000$ für 7kWh eine ernstzunehmende Alternative ist. Mit diesen Investitionskosten kann dieses System, bei zeitabhängigen Tarifmodellen (TOU, RTP), wirtschaftlich in positive Bereiche stoßen.

Der Einsatz von Speichersystemen mit angepassten Tarifmodellen kann wirtschaftliche Vorteile bringen. Diese Tarife sollen den bestmöglichen finanziellen Anreiz bieten, um Investitionen zu tätigen, wobei dezentrale Speichersysteme, in großer Anzahl für Energieversorger und Netzbetreiber, wirtschaftliche und technische Möglichkeiten bieten können. Die zeitliche Steuerung und Beeinflussung der Kundenlast durch Tarifmodelle, sowie die Möglichkeit diese Energiereserven am Kapazitätsmarkt anzubieten, können weitere Geschäftsmodelle begünstigen, wie Vermietung solcher Speichersysteme. Weitere Vorteile sind reduzierter Verbrauch, Lastspitzenminderung und kurzfristige Regelenergieeinsätze.

Die zukünftige Entwicklung, sowie der Einsatz solcher Speichersysteme und Tarifmodelle kann nur schwer abgeschätzt werden. Speicher für Kunden werden interessanter werden, da durch Selbstversorgungsgedanken oder ökologischen sowie ideellen Überlegungen diese Systeme eingesetzt werden. Die weitere Verbreitung wird durch die Entwicklung von Geschäftsmodellen, sowie reduzierter Investitionskosten zukünftig angetrieben werden.

[1] *Tesla Powerwall* 2015
`http://www.teslamotors.com/powerwall`

Literatur

C.A.R.M.E.N. - Stromspeicher (2015). URL: http://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/stromspeicher (besucht am 21. 09. 2015) (siehe S. 6, 9).

Dehmel, Christian und Gumbert, Tobias (2011). *Der Einfluss von progressiven Tarifen auf den Stromkonsum in privaten Haushalten in Italien und Kalifornien.* Universität Münster 2011: Freie Universität Berlin, Forschungsstelle für Umweltpolitik (Ed.) URL: http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0168-ssoar-257432 (siehe S. 16).

Dr. Christian Nabe u. a. (2009). *Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen*. Ecofys 2009, i.A. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. URL: http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_2009_einfuehrung_last-_u_zeitvariabler%20tarife.pdf (siehe S. 18).

Dütschke, E., M. Unterländer und M. Wietschel (2012). *Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint- Analyse*. Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012. Fraunhofer ISI. URL: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-2012_Dynamische-Stromtarife_final_v1.pdf (siehe S. 19).

ESTW - Erlanger Stadtwerke AG - Standardlastprofile ESTW AG (2015). URL: http://www.estw.de/de/Kopfnavigation/Netze/Veroeffentlichungspflichten/Stromnetz/Standardlastprofile-ESTW-AG/Standardlastprofile-ESTW-AG.html (besucht am 01. 07. 2015) (siehe S. 33).

Historische Daten : EXAA Energy Exchange Austria (2015). URL: http://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten (besucht am 07. 07. 2015) (siehe S. 43).

Preise für Photovoltaik-Speicher deutlich gesunken (2015). pv magazine. URL: http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/preise-fr-photovoltaik-speicher-deutlich-gesunken_100019520/ (besucht am 06. 11. 2015) (siehe S. 28).

Preiszusammensetzung (2015). E-Control Austria. URL: http://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung (besucht am 20. 10. 2015) (siehe S. 15).

pv magazine Deutschland: Speicher 2015 (2015). URL: http://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/speicher-2015/#searchform (besucht am 21. 09. 2015) (siehe S. 6, 7, 44).

SoDa - Free time-series of solar radiation data (2015). URL: http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_free_eng.php (besucht am 19. 03. 2015) (siehe S. 30, 31).

Solarzellen (2015). *Solarzellen: Monokristallin vs. Polykristallin*. Solarzellen: Monokristallin vs. Polykristallin. URL: http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/vergleich (besucht am 29. 06. 2015) (siehe S. 21, 33, 44).

Speicher als Bausteine für eine erneuerbare Energiezukunft (2015). derStandard.at. URL: http://derstandard.at/1379291383510/Speicher-als-Bausteine-fuer-eine-erneuerbare-Energiezukunft (besucht am 05. 08. 2015) (siehe S. 1–3).

Sterner, M. u. a. (2015). »Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung«. In: Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe, Regensburg / Berlin / Hannover. URL: http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/BEE_HM_FENES_Kurzstudie_Der_positive_Beitrag_von_Batteriespeichern_2015.pdf (siehe S. 10–12, 14).

Tarifkalkulator - E-Control (2015). URL: http://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/toolbox/tarifkalkulator (besucht am 03. 07. 2015) (siehe S. 35).

Tesla Powerwall (2015). URL: http://www.teslamotors.com/powerwall (besucht am 18. 09. 2015) (siehe S. 106).

Tews, Kerstin (2011). *Stromeffizienztarife für Verbraucher in Deutschland? Vom Sinn, der Machbarkeit und den Alternativen einer progressiven Tarifsteuerung*. FFU-Report 05-2011. Berlin, 2011: Freie Universität Berlin, Forschungszentrum für Umweltpolitik (Ed.) URL: http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0168-ssoar-267957 (siehe S. 16, 17).

VERBUND Österreich - VERBUND-Eco-Speicher (2015). URL: http://www.verbund.com/at/de/haushalte/photovoltaik-waerme/ecospeicherplus/pvspeicher (besucht am 09. 11. 2015) (siehe S. 8).

Wie setzt sich mein Strompreis zusammen? | stromliste.at - Ihr Energieratgeber (2015). URL: http://stromliste.at/strompreis/zusammensetzung (besucht am 03. 07. 2015) (siehe S. 36).

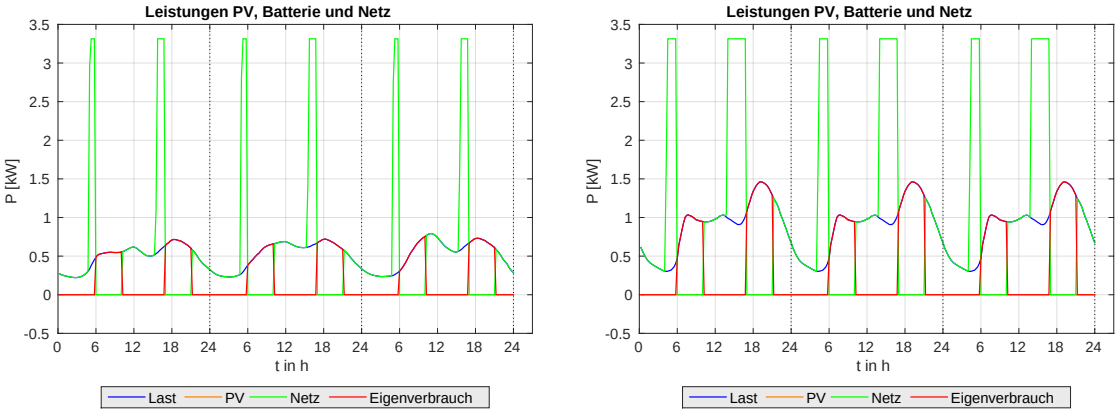
Wirth, Dr. Harry (2015). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Fraunhofer ISE. URL: https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf (siehe S. 35).

Wolf, A., S. Unger und M. Schultz (2014). *Eigenverbrauchs- und Kostenoptimierung zur Untersuchung des Einflusses dynamischer Stromtarife auf die Netznutzung*. Kaiserin-Augusta-Allee 31 10589 Berlin: IT. URL: http://subs.emis.de/LNI/Proceedings/Proceedings232/1645.pdf (siehe S. 18).

Anhang A.

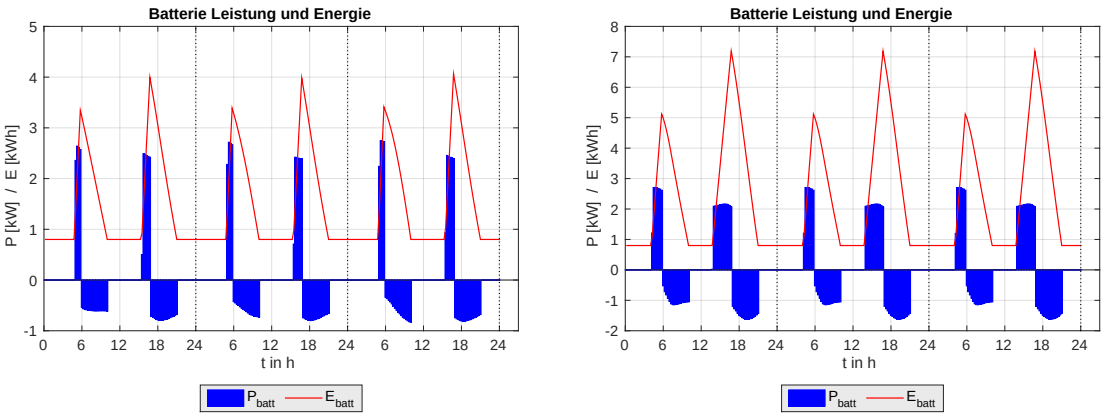
Graphiken und Diagramme

A.1. Einstufiger Tarif (TOU)



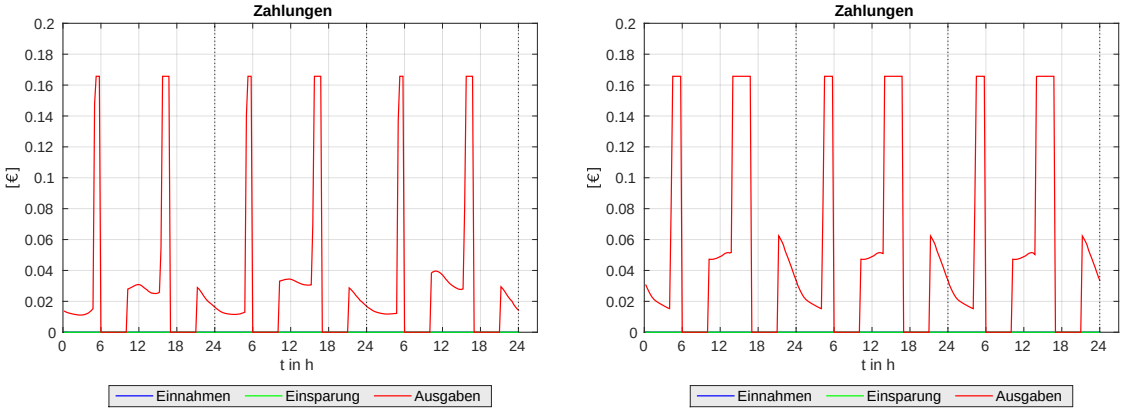
(a) (b)

Abbildung A.1.: ohne PV Tarif 1stufig Leistungsverläufe a) Sommer und b) Winter



(a) (b)

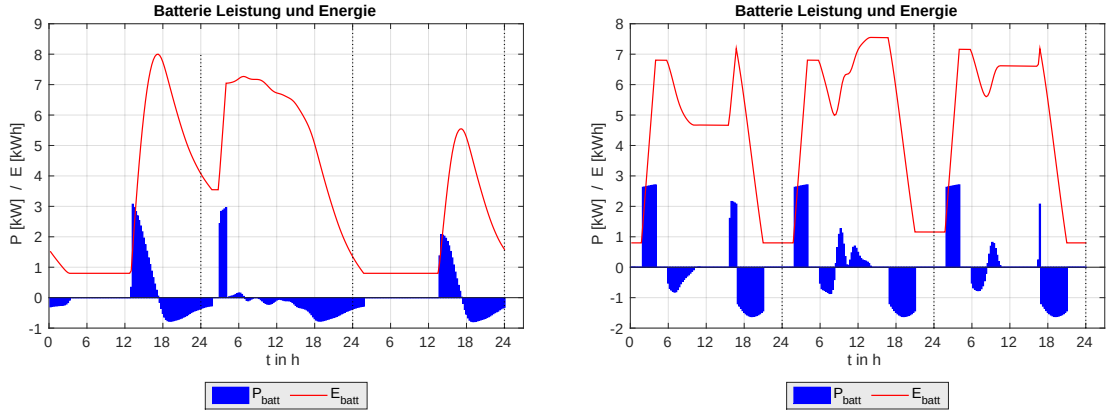
Abbildung A.2.: ohne PV Tarif 1stufig Batterieladekurve a) Sommer und b) Winter



(a) (b)

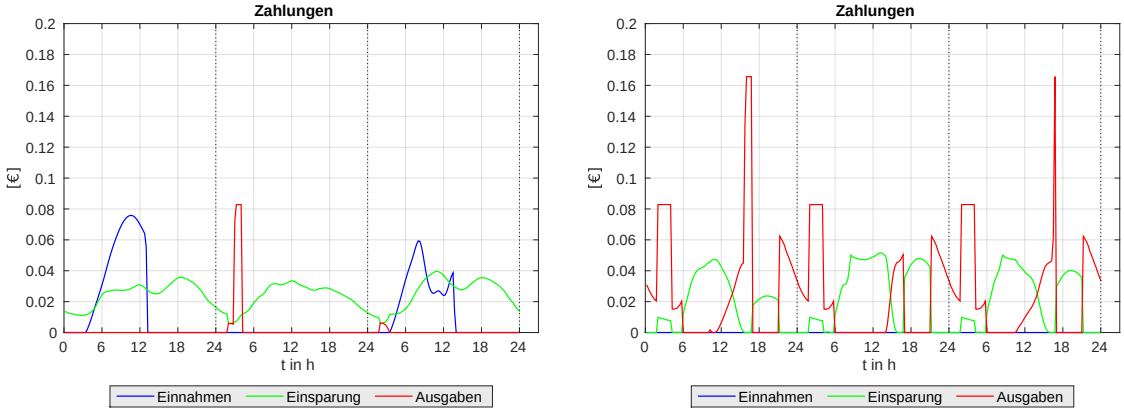
Abbildung A.3.: ohne PV Tarif 1stufig Ein- Ausgaben a) Sommer und b) Winter

A.2. Zweistufiger Tarif (TOU)



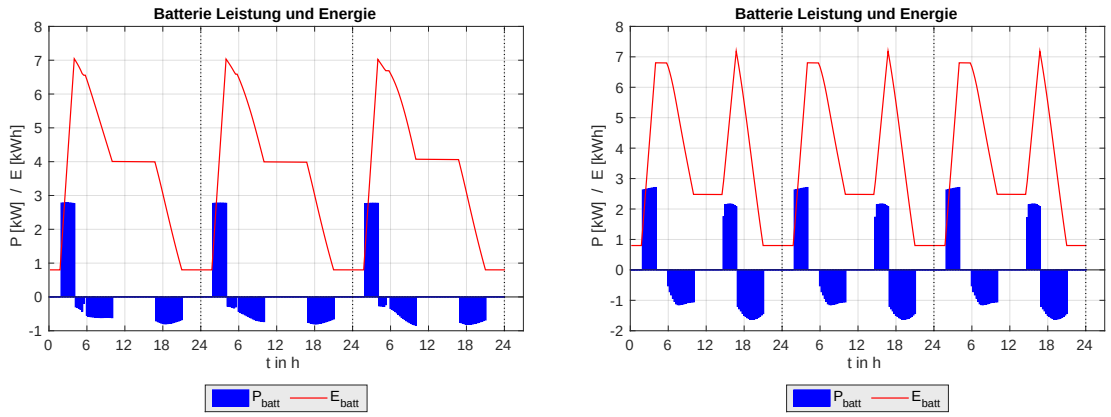
(a) (b)

Abbildung A.4.: mit PV Tarif 2stufig Batterieladekurve a) Sommer und b) Winter



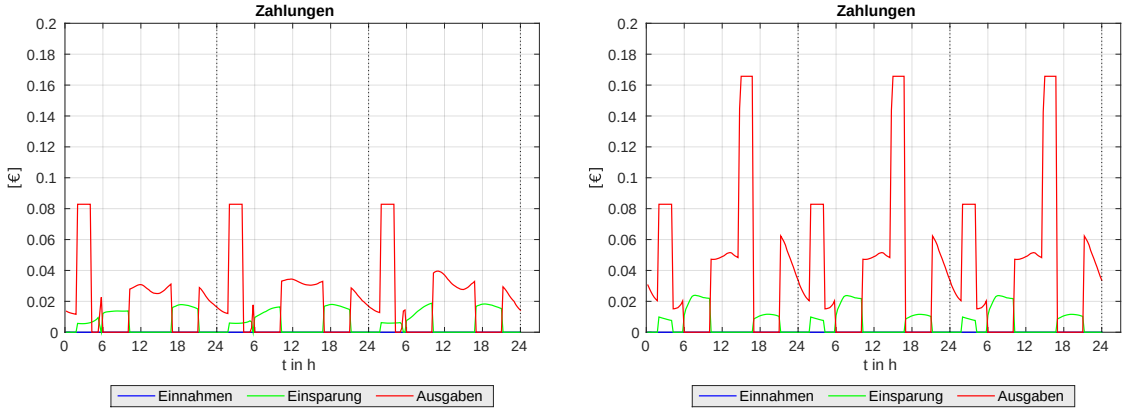
(a) (b)

Abbildung A.5.: mit PV Tarif 2stufig Ein- Ausgaben a) Sommer und b) Winter



(a) (b)

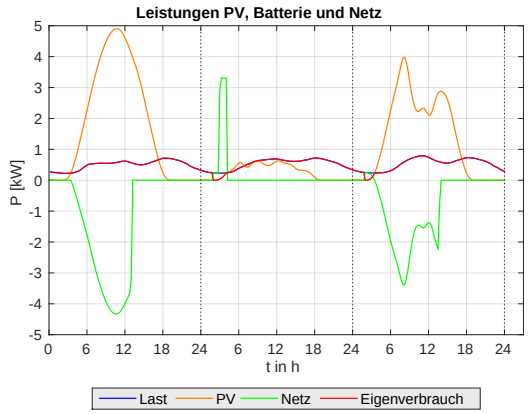
Abbildung A.6.: ohne PV Tarif 2stufig Batterieladekurve a) Sommer und b) Winter



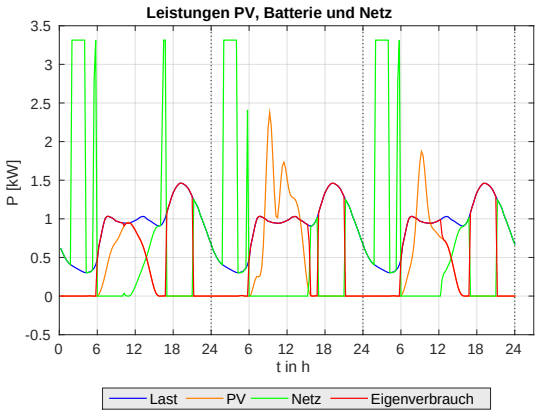
(a) (b)

Abbildung A.7.: ohne PV Tarif 2stufig Ein- Ausgaben a) Sommer und b) Winter

A.3. Dreistufiger Tarif (TOU)

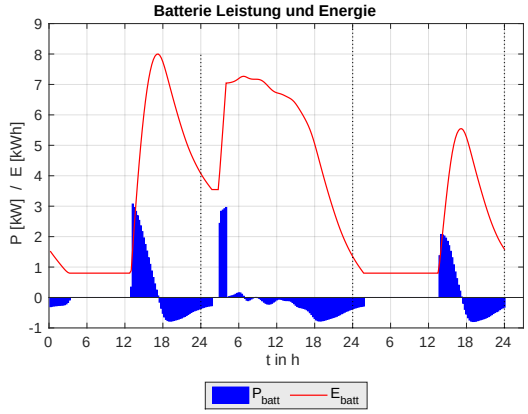


(a)

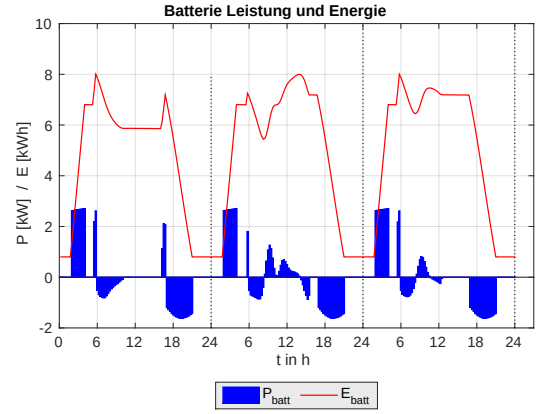


(b)

Abbildung A.8.: mit PV Tarif 3stufig Leistungsverläufe a) Sommer und b) Winter

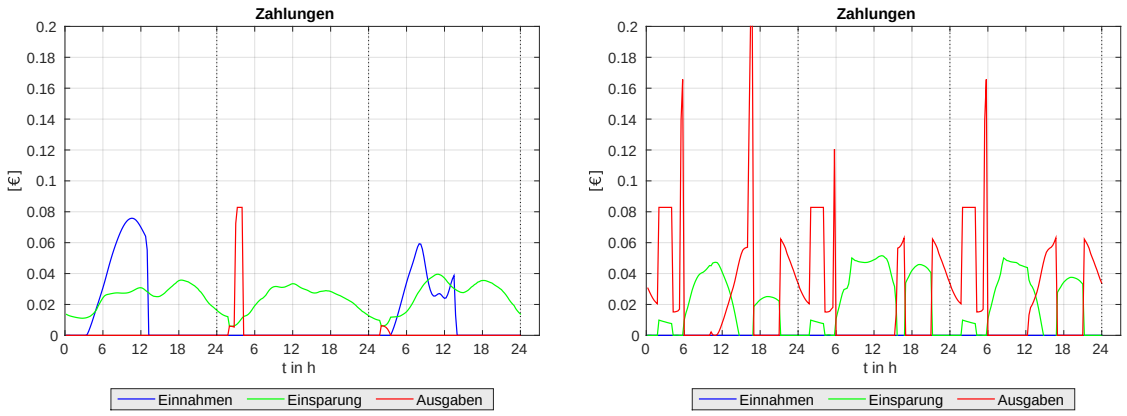


(a)



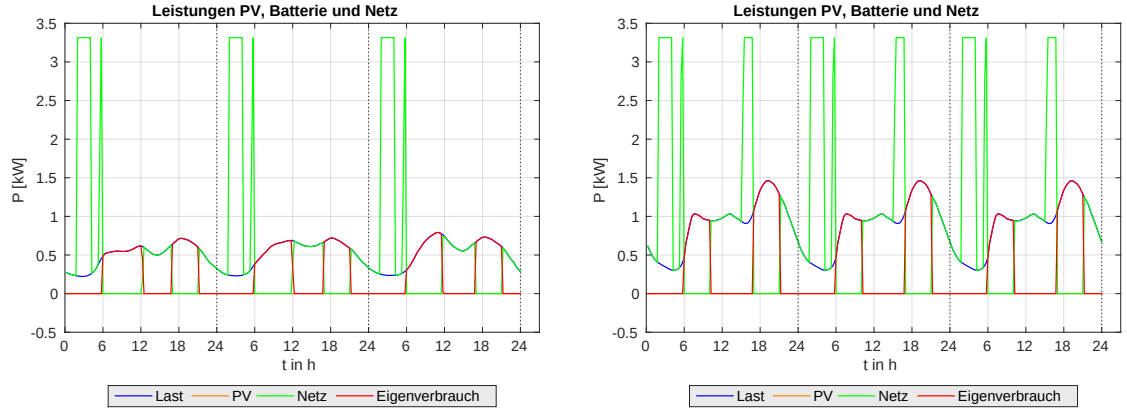
(b)

Abbildung A.9.: mit PV Tarif 3stufig Batterieladekurve a) Sommer und b) Winter



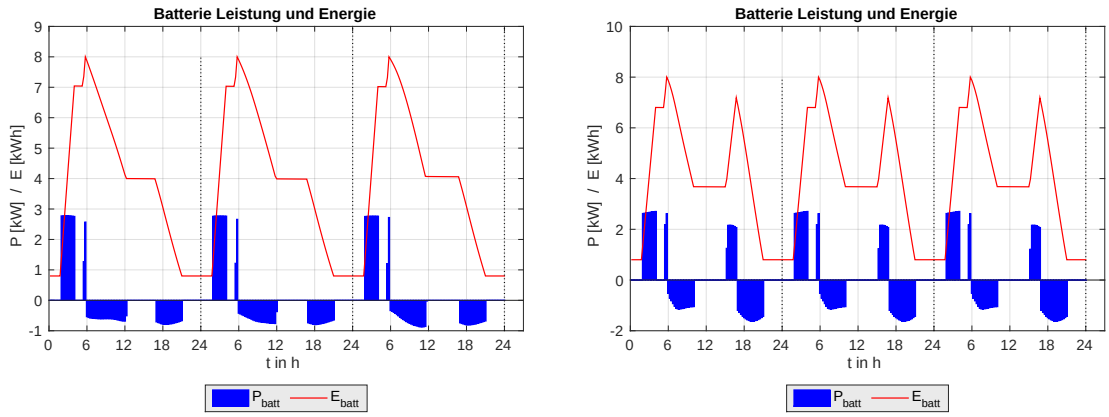
(a) (b)

Abbildung A.10.: mit PV Tarif 3stufig Ein- Ausgaben a) Sommer und b) Winter



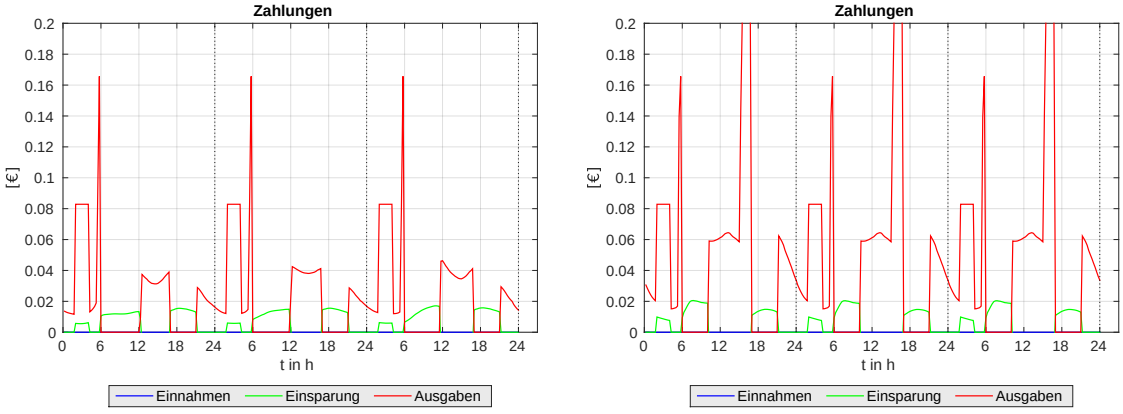
(a) (b)

Abbildung A.11.: ohne PV Tarif 3stufig Leistungsverläufe a) Sommer und b) Winter



(a) (b)

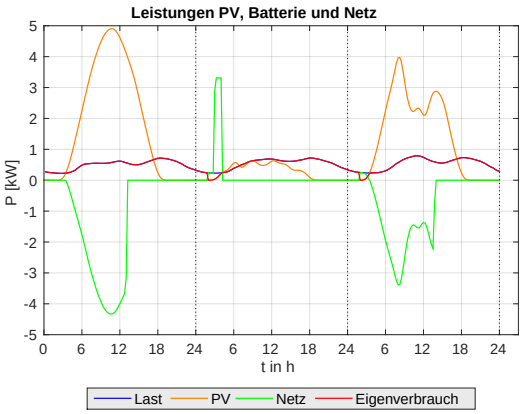
Abbildung A.12.: ohne PV Tarif 3stufig Batterieladekurve a) Sommer und b) Winter



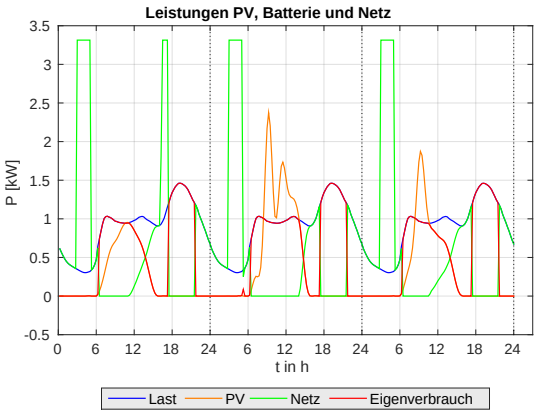
(a) (b)

Abbildung A.13.: ohne PV Tarif 3stufig Ein- Ausgaben a) Sommer und b) Winter

A.4. Zweistufiger Sommer- Winter- Tarif (TOU)

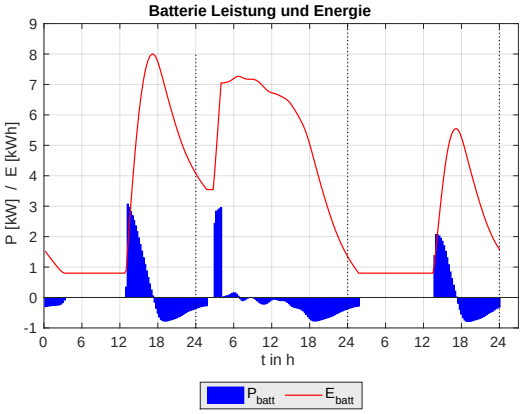


(a)

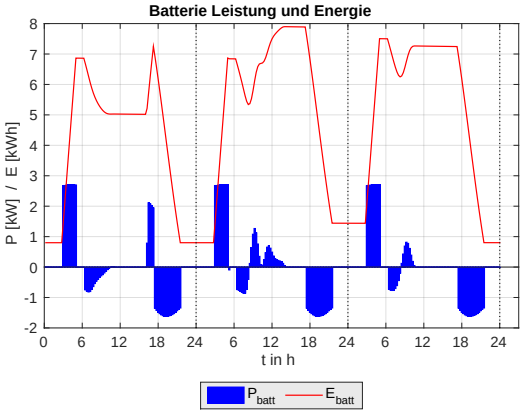


(b)

Abbildung A.14.: mit PV Tarif 2stufig Leistungsverläufe a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif

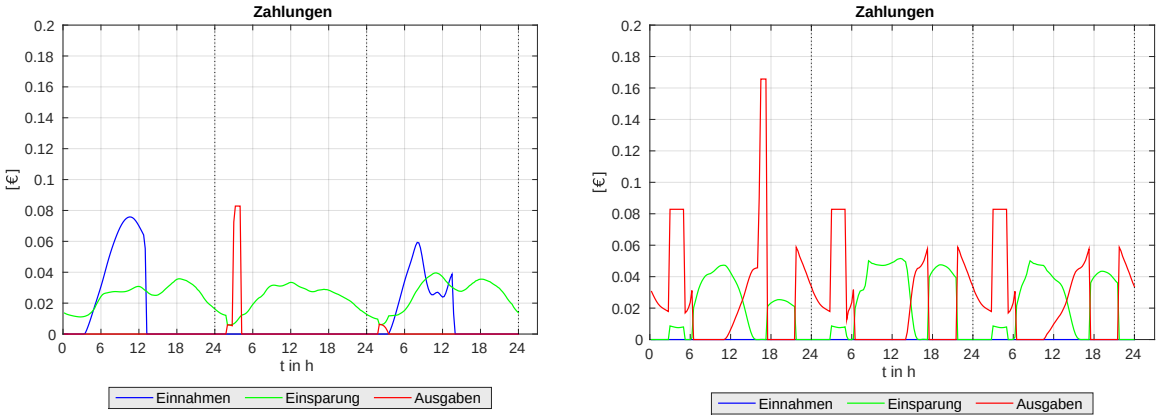


(a)



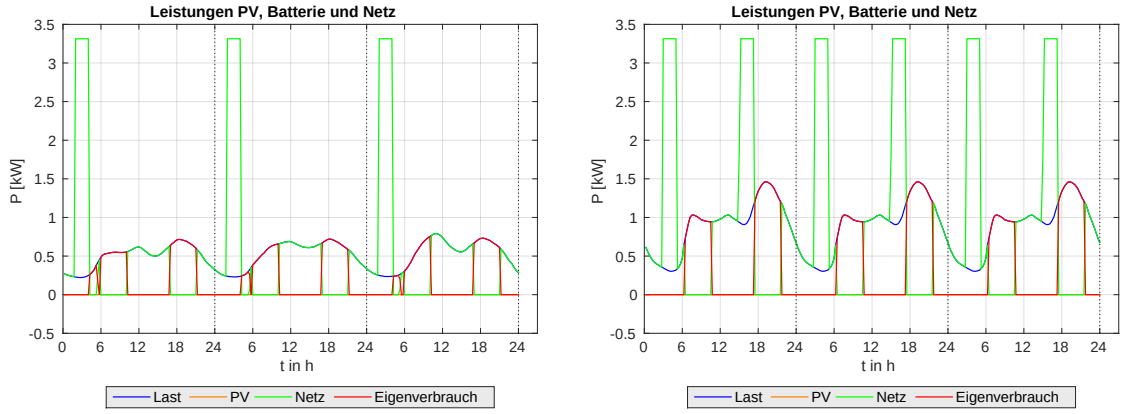
(b)

Abbildung A.15.: mit PV Tarif 2stufig Batterieladekurve a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif



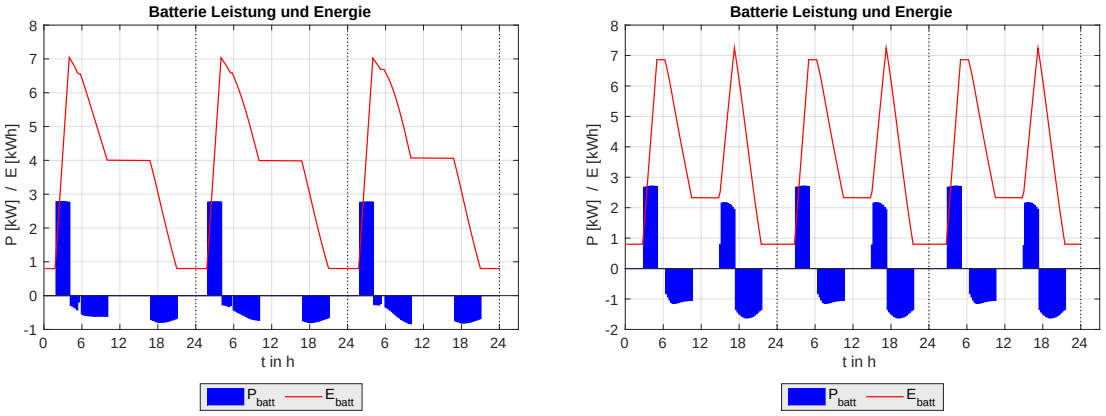
(a) (b)

Abbildung A.16.: mit PV Tarif 2stufig Ein- Ausgaben a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif



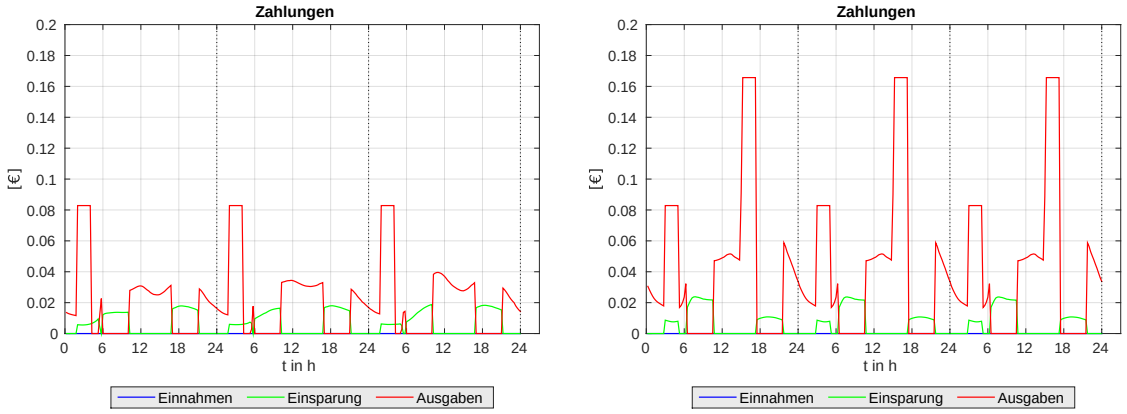
(a) (b)

Abbildung A.17.: ohne PV Tarif 2stufig Leistungsverläufe a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif



(a) (b)

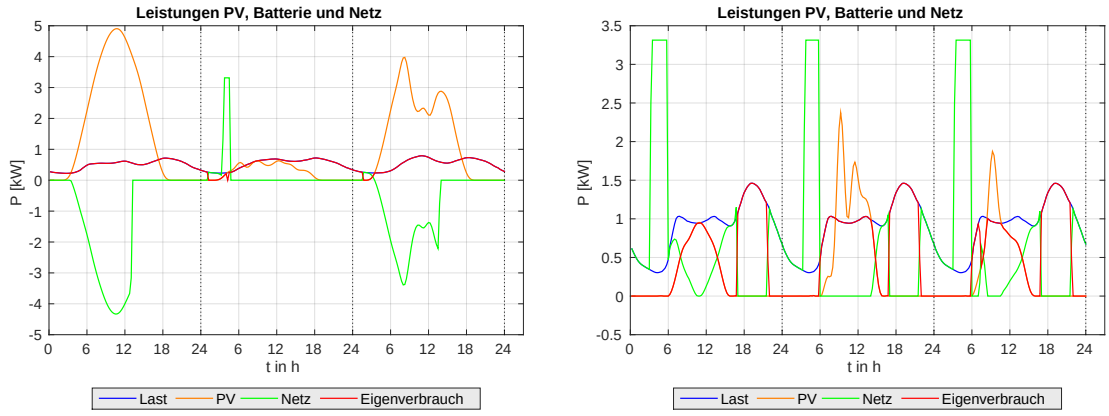
Abbildung A.18.: ohne PV Tarif 2stufig Batterieladekurve a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif



(a) (b)

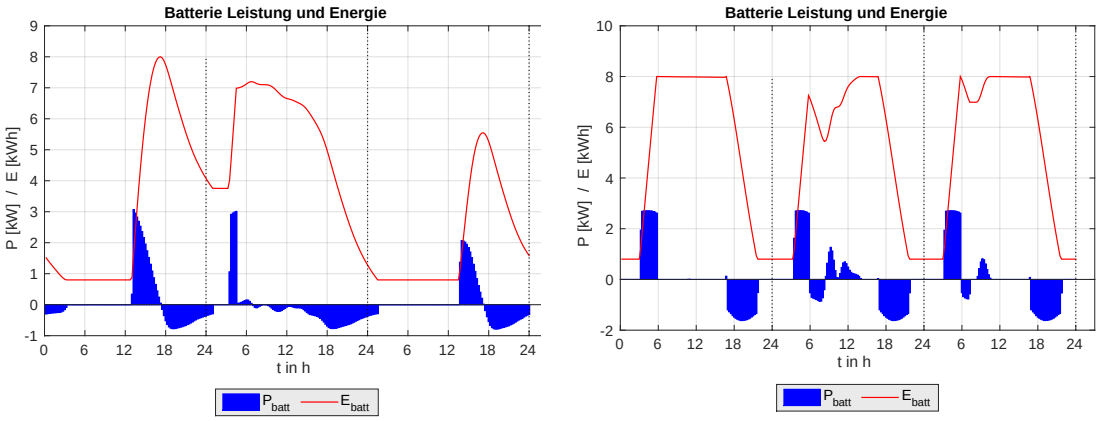
Abbildung A.19.: ohne PV Tarif 2stufig Ein- Ausgaben a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif

A.5. Kundenabhängiger Tarif (TOU/RTP Hybrid)



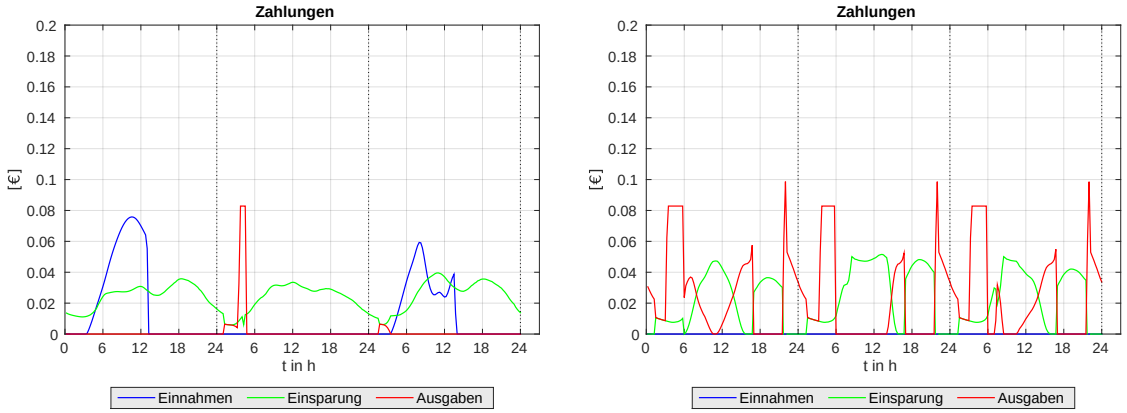
(a) (b)

Abbildung A.20.: mit PV kundenabhängiger Tarif Leistungsverläufe a) Sommer und b) Winter



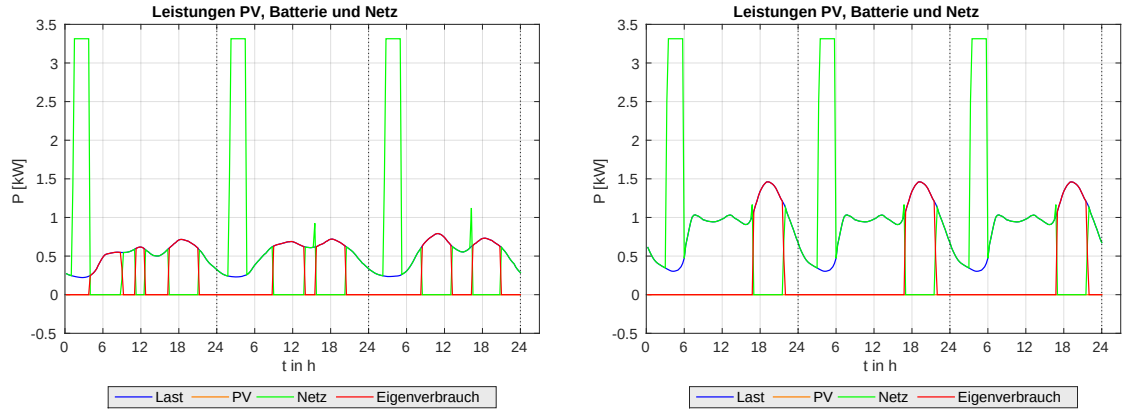
(a) (b)

Abbildung A.21.: mit PV kundenabhängiger Tarif Batterieladekurve a) Sommer und b) Winter



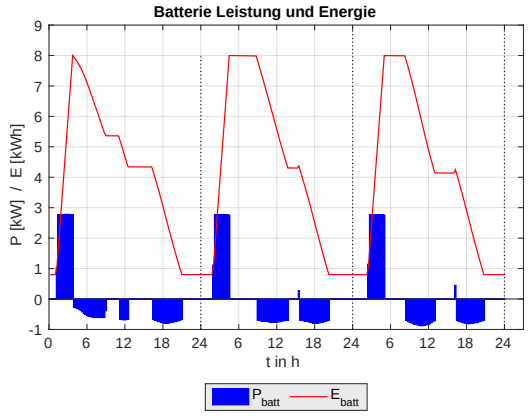
(a) (b)

Abbildung A.22.: mit PV kundenabhängiger Tarif Ein- Ausgaben a) Sommer und b) Winter

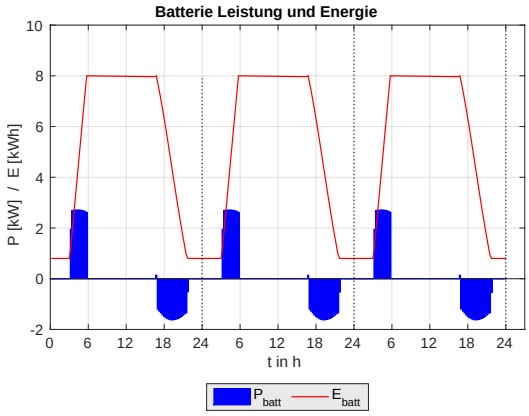


(a) (b)

Abbildung A.23.: ohne PV kundenabhängiger Tarif Leistungsverläufe a) Sommer und b) Winter

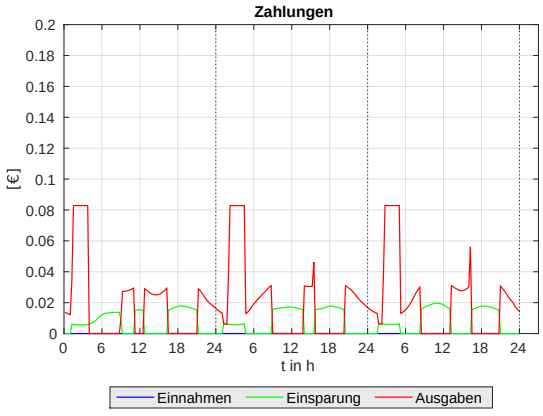


(a)

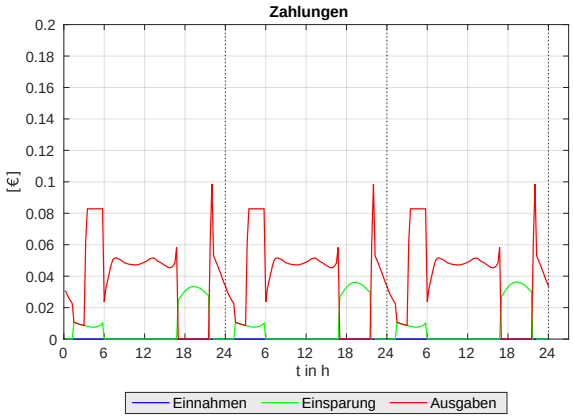


(b)

Abbildung A.24.: ohne PV kundenabhängiger Tarif Batterieladekurve a) Sommer und b) Winter



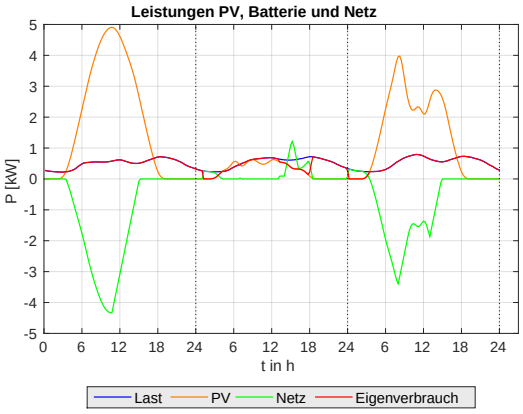
(a)



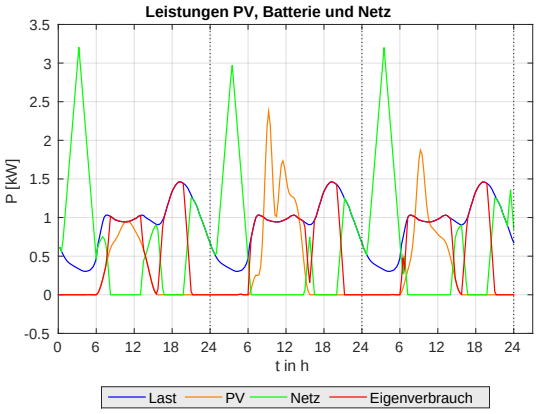
(b)

Abbildung A.25.: ohne PV kundenabhängiger Tarif Ein- Ausgaben a) Sommer und b) Winter

A.6. EPEX Tarif (RTP) mit Leistungsanstiegsbegrenzung

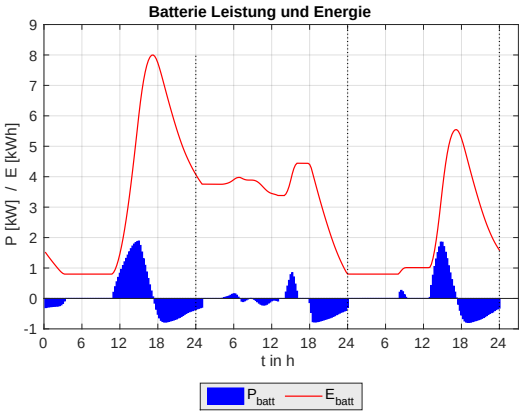


(a)

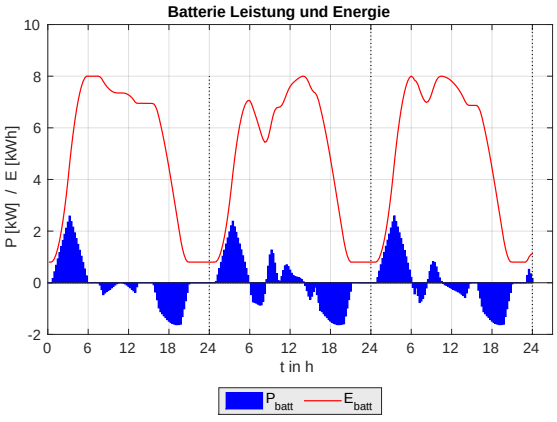


(b)

Abbildung A.26.: mit PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt Leistungsverläufe a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif

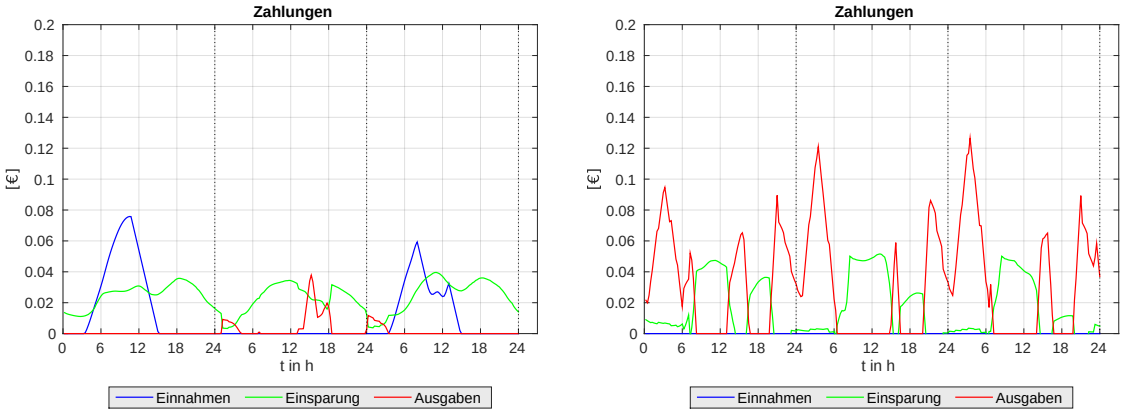


(a)



(b)

Abbildung A.27.: mit PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt Batterieladekurve a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif



(a) (b)

Abbildung A.28.: mit PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt Ein- Ausgaben a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif

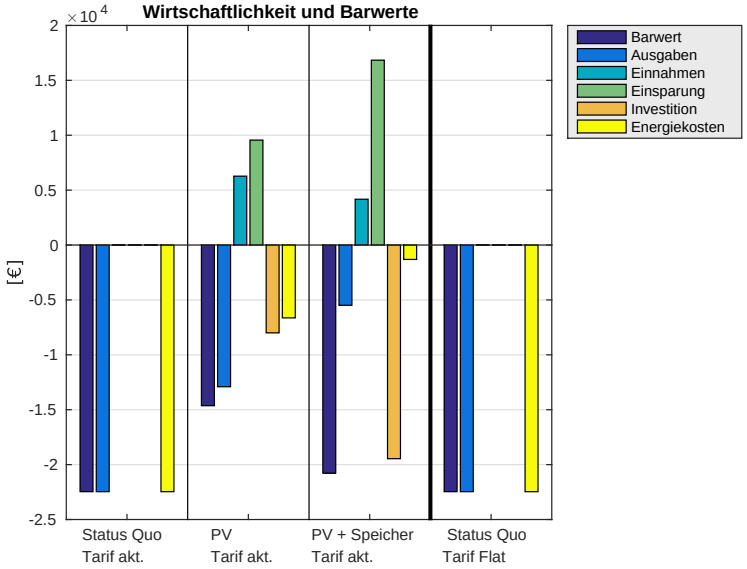
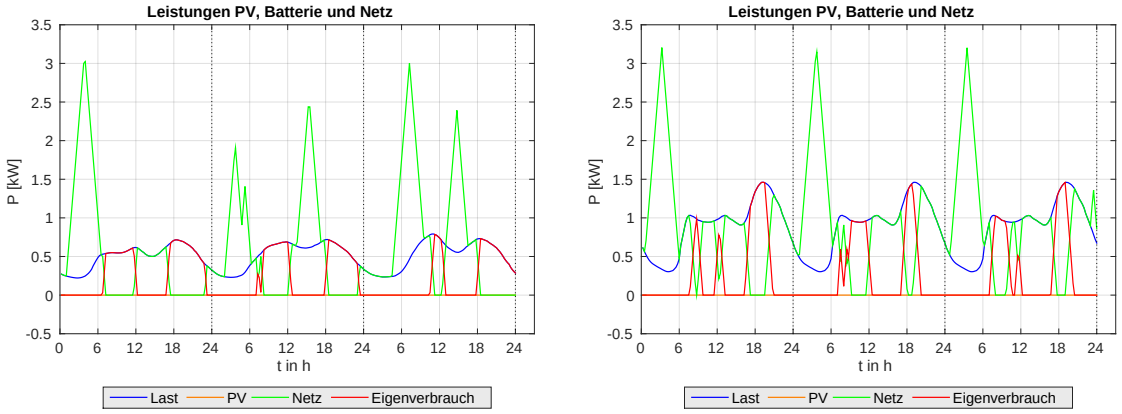
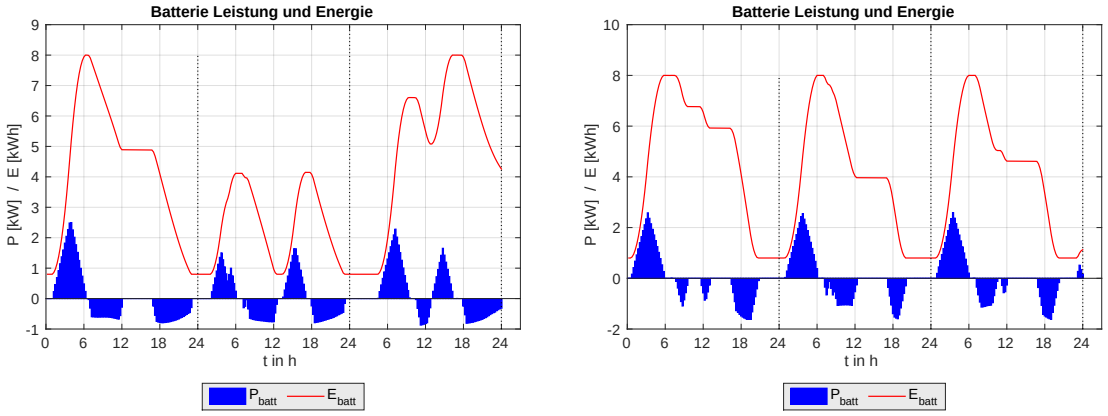


Abbildung A.29.: mit PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt Sommer- und Wintertarif Wirtschaftlichkeit



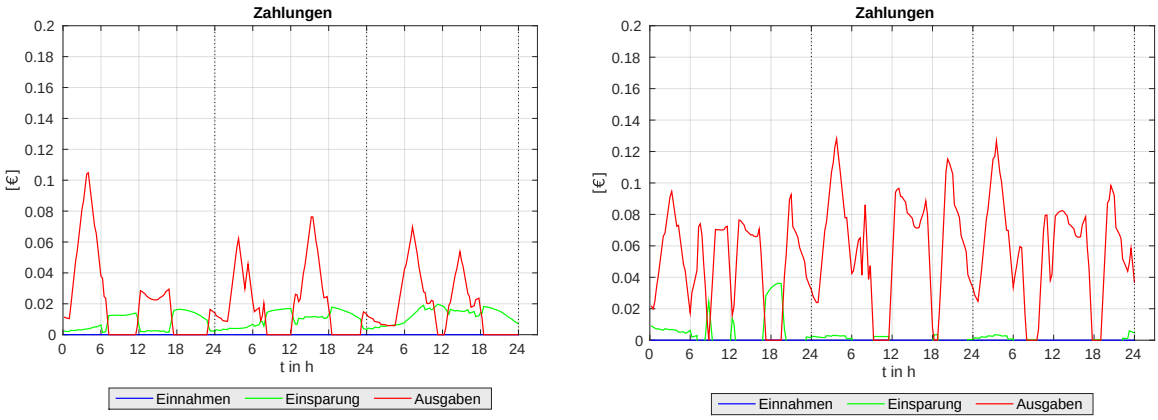
(a) (b)

Abbildung A.30.: ohne PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt Leistungsverläufe a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif



(a) (b)

Abbildung A.31.: ohne PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt Batterieladekurve a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif



(a) (b)

Abbildung A.32.: ohne PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt Ein- Ausgaben a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif

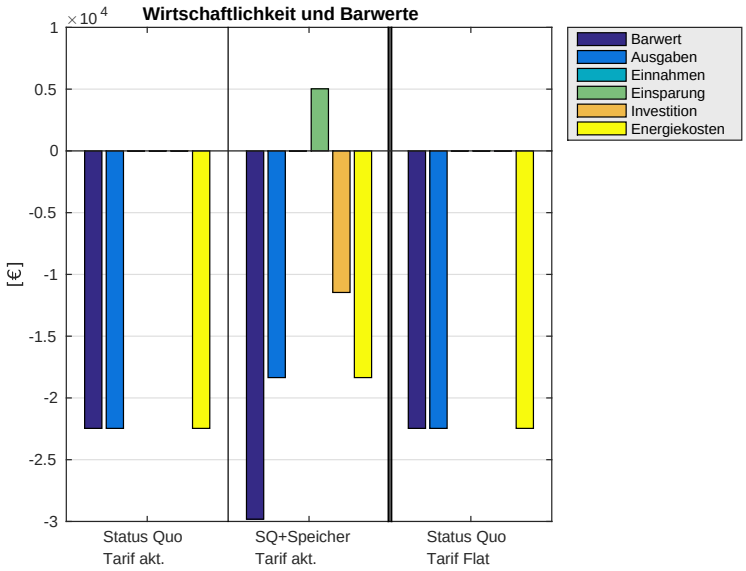
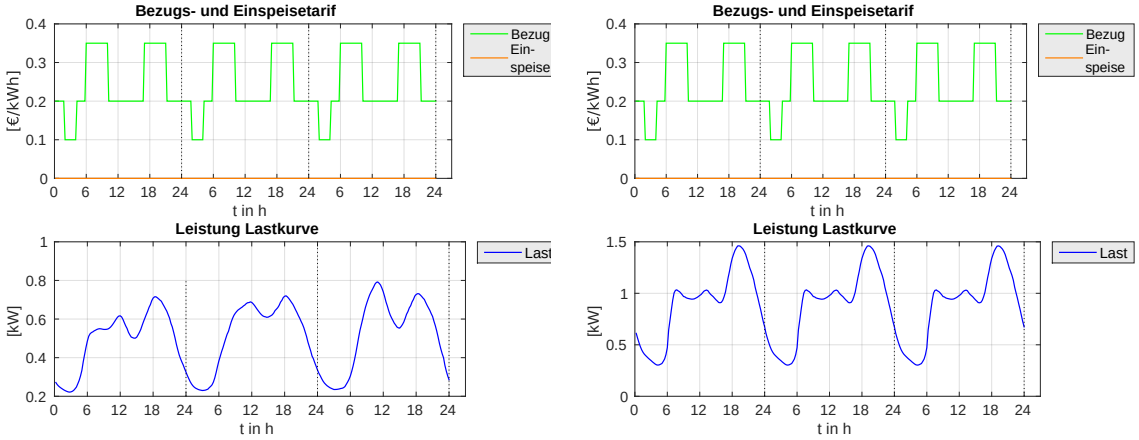


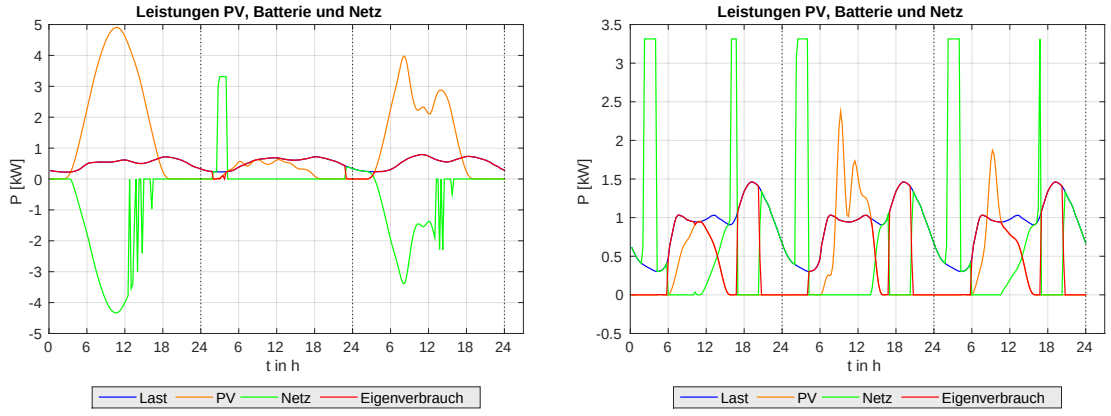
Abbildung A.33.: ohne PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt Sommer und Winter Wirtschaftlichkeit

A.7. Zweistufiger Tarif (TOU), ohne PV Einspeisungstarif



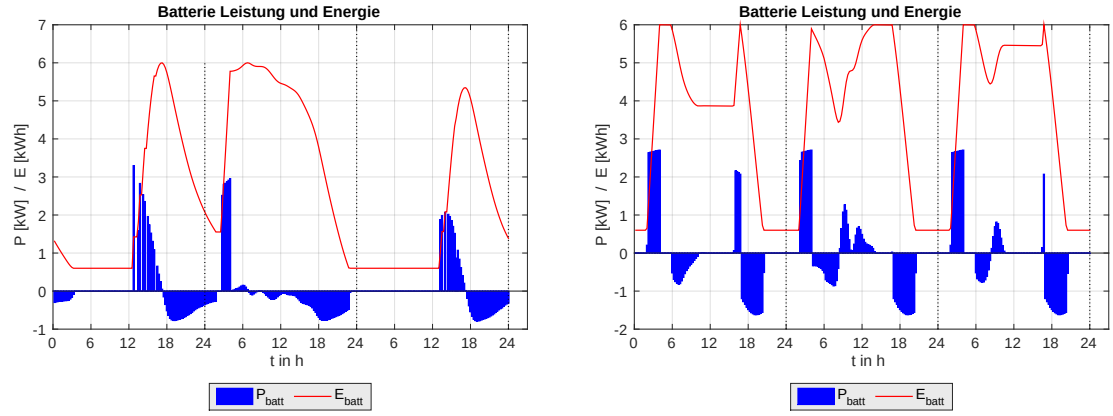
(a) (b)

Abbildung A.34.: mit PV Tarif 2stufig ohne PV Einspeisetarif, mit Lastkurve a) Sommer und b) Winter



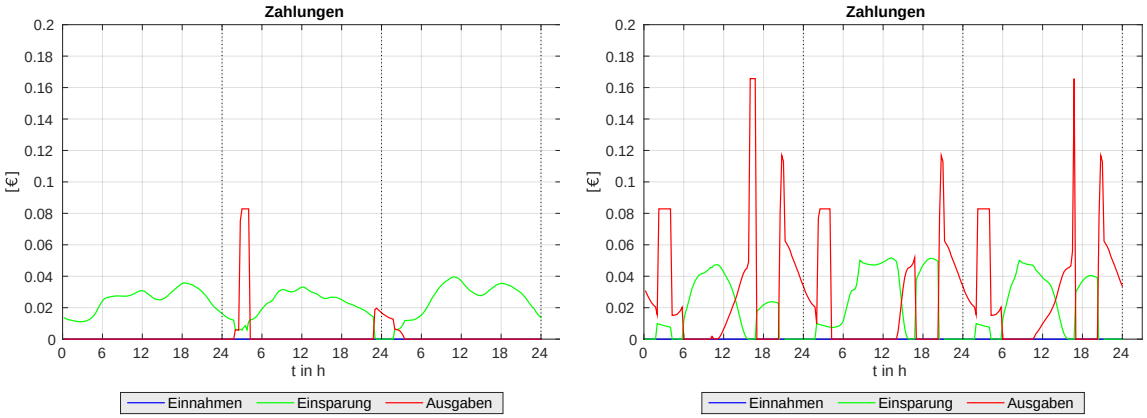
(a) (b)

Abbildung A.35.: mit PV Tarif 2stufig ohne PV Einspeisetarif, Leistungsverläufe a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif



(a) (b)

Abbildung A.36.: mit PV Tarif 2stufig ohne PV Einspeisetarif, Batterieladekurve a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif



(a) (b)

Abbildung A.37.: mit PV Tarif 2stufig ohne PV Einspeisetarif, Ein- Ausgaben a) Sommer-Tarif und b) Winter-Tarif

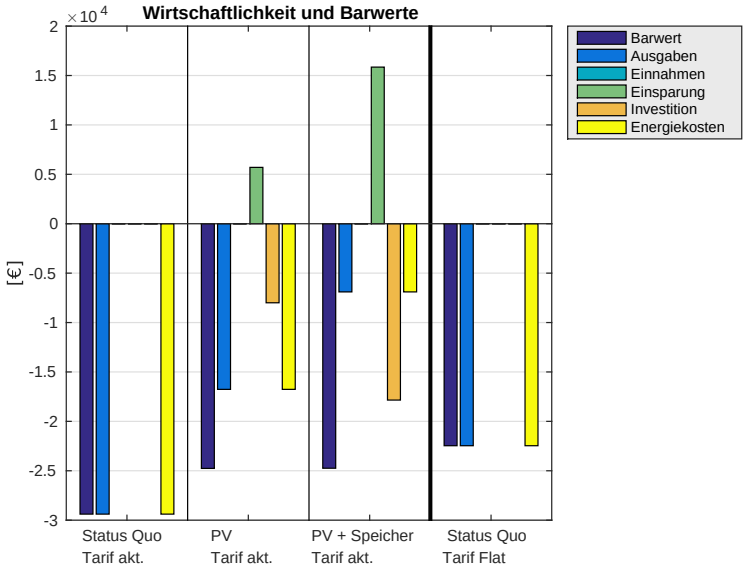


Abbildung A.38.: mit PV Tarif 2stufig ohne PV Einspeisetarif, Wirtschaftlichkeit

A.8. Auswertung Eigenverbrauch

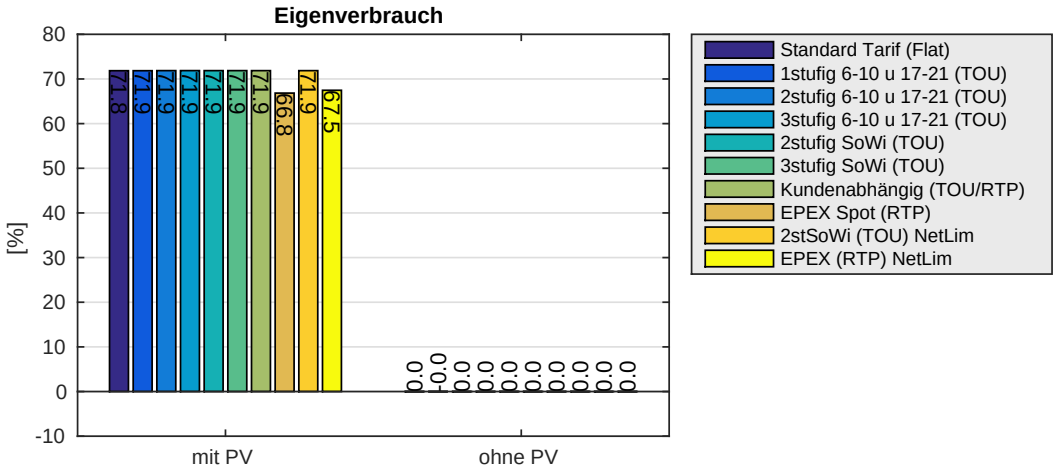


Abbildung A.39.: Tarifvergleich Eigenverbrauch mit und ohne PV

Abbildungsverzeichnis

1.1. Tarifdesign PV und Speicher, Lastdiagramm 2

2.1. Entwicklung der Hausbatteriesysteme 11
2.2. Strompreiszusammensetzung 15
2.3. Variables progressives Stufenmodell nach Haushaltstyp . . . 17
2.4. Variabler Tarif, Kostenoptimierte Nutzung von Batteriespeicher 18

3.1. Modell 22
3.2. Wirtschaftliches Modell 27
3.3. Sonneneinstrahlungsdaten 31
3.4. Sonneneinstrahlungsdaten PV 30° 32
3.5. Standardlastprofil 34
3.6. Standard Tarif 36
3.7. 1 stufiger Tarif 37
3.8. 2 stufiger Tarif 38
3.9. 3 stufiger Tarif 39
3.10. 2 stufiger Tarif So u Wi mit Lastkurve 41
3.11. Kundenabhängiger Tarif 42
3.12. Tarif EPEX 44

4.1. mit PV Tarif Standard mit Lastkurve 48
4.2. mit PV Tarif Standard Leistungen 49
4.3. mit PV Tarif Standard Batterie 49
4.4. mit PV Tarif Standard Ein- Ausgaben 50
4.5. mit PV Tarif Standard Wirtschaftlichkeit 51
4.6. ohne PV Tarif Standard Leistungen 53
4.7. ohne PV Tarif Standard Batterie 53
4.8. ohne PV Tarif Standard Wirtschaftlichkeit 54
4.9. mit PV Tarif 1stufig mit Lastkurve 55

4.10. mit PV Tarif 1stufig Leistungen 56
4.11. mit PV Tarif 1stufig Batterie 56
4.12. mit PV Tarif 1stufig Ein- Ausgaben 57
4.13. mit PV Tarif 1stufig Wirtschaftlichkeit 57
4.14. ohne PV Tarif 1stufig Wirtschaftlichkeit 59
4.15. mit PV Tarif 2stufig mit Lastkurve 60
4.16. mit PV Tarif 2stufig Leistungen 61
4.17. mit PV Tarif 2stufig Wirtschaftlichkeit 62
4.18. ohne PV Tarif 2stufig Leistungen 63
4.19. ohne PV Tarif 2stufig Wirtschaftlichkeit 64
4.20. mit PV Tarif 3stufig mit Lastkurve 65
4.21. mit PV Tarif 3stufig Wirtschaftlichkeit 66
4.22. ohne PV Tarif 3stufig Wirtschaftlichkeit 67
4.23. mit PV Tarif 2stufig SoWi mit Lastkurve 69
4.24. mit PV Tarif 2stufig SoWi Wirtschaftlichkeit 70
4.25. ohne PV Tarif 2stufig SoWi Wirtschaftlichkeit 71
4.26. mit PV Tarif kundenabhängiger mit Lastkurve 72
4.27. mit PV kundenabhängiger Tarif Wirtschaftlichkeit 73
4.28. ohne PV kundenabhängiger Tarif Wirtschaftlichkeit 75
4.29. mit PV Tarif nach EPEX Spotmarkt mit Lastkurve 76
4.30. mit PV Tarif nach EPEX Spotmarkt SoWi Leistungen 77
4.31. mit PV Tarif nach EPEX Spotmarkt SoWi Batterie 77
4.32. mit PV Tarif nach EPEX Spotmarkt SoWi Ein- Ausgaben . . . 78
4.33. mit PV Tarif nach EPEX Spotmarkt SoWi Wirtschaftlichkeit . 79
4.34. ohne PV Tarif nach EPEX Spotmarkt SoWi Leistungen 80
4.35. ohne PV Tarif nach EPEX Spotmarkt SoWi Batterie 81
4.36. ohne PV Tarif nach EPEX Spotmarkt SoWi Ein- Ausgaben . . 81
4.37. ohne PV Tarif nach EPEX Spotmarkt SoWi Wirtschaftlichkeit 82
4.38. Tarifvergleich Ausgaben mit und ohne PV 84
4.39. Tarifvergleich Einnahmen mit und ohne PV 85
4.40. Tarifvergleich Einsparungen mit und ohne PV 86
4.41. Tarifvergleich Gesamtkosten mit und ohne PV 86
4.42. Tarifvergleich Barwerte mit und ohne PV 88
4.43. Tarifvergleich ohne Speicher Barwerte mit und ohne PV . . . 89
4.44. Tarifvergleich relative Barwerte mit und ohne PV 90
4.45. Tarifvergleich Investitionsförderungen mit und ohne PV . . . 92
4.46. Ausgaben über variablen PV und Speicher 96

4.47. Einnahmen über variablen PV und Speicher 97
4.48. Einsparung über variablen PV und Speicher 98
4.49. Barwert über variablen PV und Speicher 99
4.50. Gesamtkosten Energie über variablen PV und Speicher 100
4.51. mit PV Tarif 2stufig SoWi Wirtschaftlichkeit Optimum 102
4.52. Auswertung Speichergrößen ohne PV 103
4.53. ohne PV Tarif 2stufig SoWi Wirtschaftlichkeit Optimum . . . 104

A.1. ohne PV Tarif 1stufig Leistungen 111
A.2. ohne PV Tarif 1stufig Batterie 112
A.3. ohne PV Tarif 1stufig Ein- Ausgaben 112
A.4. mit PV Tarif 2stufig Batterie 113
A.5. mit PV Tarif 2stufig Ein- Ausgaben 113
A.6. ohne PV Tarif 2stufig Batterie 114
A.7. ohne PV Tarif 2stufig Ein- Ausgaben 114
A.8. mit PV Tarif 3stufig Leistungen 115
A.9. mit PV Tarif 3stufig Batterie 115
A.10.mit PV Tarif 3stufig Ein- Ausgaben 116
A.11.ohne PV Tarif 3stufig Leistungen 116
A.12.ohne PV Tarif 3stufig Batterie 117
A.13.ohne PV Tarif 3stufig Ein- Ausgaben 117
A.14.mit PV Tarif 2stufig SoWi Leistungen 118
A.15.mit PV Tarif 2stufig SoWi Batterie 118
A.16.mit PV Tarif 2stufig SoWi Ein- Ausgaben 119
A.17.ohne PV Tarif 2stufig SoWi Leistungen 119
A.18.ohne PV Tarif 2stufig SoWi Batterie 120
A.19.ohne PV Tarif 2stufig SoWi Ein- Ausgaben 120
A.20.mit PV kundenabhängiger Tarif Leistungen 121
A.21.mit PV kundenabhängiger Tarif Batterie 121
A.22.mit PV kundenabhängiger Tarif Ein- Ausgaben 122
A.23.ohne PV kundenabhängiger Tarif Leistungen 122
A.24.ohne PV kundenabhängiger Tarif Batterie 123
A.25.ohne PV kundenabhängiger Tarif Ein- Ausgaben 123
A.26.mit PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt SoWi Leistungen . . . 124
A.27.mit PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt SoWi Batterie 124
A.28.mit PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt SoWi Ein- Ausgaben . 125
A.29.mit PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt SoWi Wirtschaftlichkeit 125

A.30.ohne PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt SoWi Leistungen . . 126
A.31.ohne PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt SoWi Batterie 126
A.32.ohne PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt SoWi Ein- Ausgaben 127
A.33.ohne PV Tarif nach EPEX Spot, begrenzt SoWi Wirtschaftlichkeit127
A.34.mit PV Tarif 2stufig oPVTarif mit Lastkurve 128
A.35.mit PV Tarif 2stufig oPVTarif Leistungen 128
A.36.mit PV Tarif 2stufig oPVTarif Batterie 129
A.37.mit PV Tarif 2stufig oPVTarif Ein- Ausgaben 129
A.38.mit PV Tarif 2stufig oPVTarif Wirtschaftlichkeit 130
A.39.Tarifvergleich Eigenverbrauch mit und ohne PV 131