



BACHELORARBEIT  
im Bachelorstudiengang Physik

UNTERSUCHUNG ZUM EINSATZ VON  
DEZENTRALEN ENERGIESPEICHERN ZUR  
KAPPUNG VON LASTSPITZEN („PEAK  
SHAVING“) AM BEISPIEL DER HOCHSCHULE  
EMDEN-LEER

Vorgelegt von  
**Brian Alexander Kraudelt**

Betreuender Gutachter: Prof. Dr. Walter Neu  
Zweiter Gutachter: Prof. Dr. Johannes Rolink

Oldenburg, 21. Januar 2022



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Regulatorischer Rahmen</b>	<b>11</b>
2.1	Zustandekommen der Netzentgelte . . . . .	11
2.2	Benutzungsdauer . . . . .	13
2.3	Sonderformen der Netznutzung . . . . .	14
<b>3</b>	<b>Stand der Technik</b>	<b>17</b>
3.1	Verbreitung von Energiespeichern . . . . .	17
3.2	Entwicklung der Anschaffungskosten von Batteriespeichern . . . . .	18
3.3	Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit . . . . .	19
3.4	Optimale Dimensionierung und Prognosen . . . . .	21
<b>4</b>	<b>Vorstellung des Standorts</b>	<b>23</b>
4.1	Die Erzeugungs- und Speicheranlagen . . . . .	23
4.1.1	Der Batteriespeicher . . . . .	24
4.2	Zustandekommen des Netzbezugs . . . . .	25
4.3	Zusammensetzung der Netzentgelte . . . . .	25
4.4	Datengrundlage der Untersuchungen . . . . .	25
<b>5</b>	<b>Prognose der Spitzenlast</b>	<b>29</b>
5.1	Erläuterung der Vorgehensweise . . . . .	29
5.1.1	Erstellung der Histogramme . . . . .	29
5.1.2	Fitten von Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen . . . . .	30
5.1.3	Faltung von Wahrscheinlichkeitsdichten . . . . .	31
5.2	Verbrauch und Erzeugung . . . . .	31
5.2.1	Gesamtverbrauch . . . . .	32
5.2.2	PV-Anlage . . . . .	33
5.2.3	Windkraftanlage . . . . .	34
5.2.4	Blockheizkraftwerk . . . . .	35
5.3	Kombination der Wahrscheinlichkeitsmaße . . . . .	36
5.3.1	Wahrscheinlichkeitsdichte des Netzbezugs . . . . .	36
5.3.2	Von der Wahrscheinlichkeitsdichte zur Spitzenlast . . . . .	38
5.4	Überblick . . . . .	41

<b>6</b>	<b>Modellierung und Simulation des Batteriespeichers</b>	<b>43</b>
6.1	Durchführen der Simulationen . . . . .	43
6.1.1	LSK-Algorithmus . . . . .	44
6.2	Ermittlung der erwarteten Einsparung . . . . .	46
6.3	Übersicht . . . . .	48
<b>7</b>	<b>Handlungsempfehlung und monetäre Betrachtung</b>	<b>49</b>
7.1	Festlegen der optimalen Grenze . . . . .	49
7.2	Monetäre Betrachtung . . . . .	49
7.3	Überblick . . . . .	52
<b>8</b>	<b>Fazit und Ausblick</b>	<b>53</b>

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Exemplarischer Verlauf eines Lastgangs (oben) und der zugehörigen Filterung über 15-Minuten-Intervalle. . . . .	13
3.1	Von der IRENA ausgewertete (2016) und prognostizierte (2030) Preisentwicklung für Batterien im Allgemeinen und Lithium-Ionen-Speicher im Speziellen [4]. . . . .	19
4.1	Schemenhafte Darstellung der Struktur zur Deckung des Energiebedarfs der Hochschule . . . . .	23
4.2	Lastgang der Hochschule im Jahr 2020 und Lastgang am Tag des höchsten Leistungswerts. Dazu die Spitzenlast $P_{max}$ , die aus dem Netz bezogene Arbeit $W_{>0}$ und die Benutzungsdauer $b$ . . . . .	26
4.3	Durchschnittlicher Netzbezug (mit Minimum-/Maximumwerten) der Hochschule an Wochentagen in der Vorlesungszeit. . . . .	27
4.4	Beitrag der Erzeugungsanlagen und des Netzbezugs zur Deckung des Energiebedarfs der Hochschule im Jahr 2020. . . . .	27
5.1	Vorgehen zur Erstellung der Histogramme der Lastgänge. . . . .	30
5.2	Zusammenhang der WDF $f$ und der Wahrscheinlichkeitsverteilung $Pr$ . 31	
5.3	Durchschnittlicher Gesamtverbrauch über einen Tag für die Vorlesungszeit, die vorlesungsfreie Zeit und die Wochenenden. . . . .	32
5.4	Gemessene Verteilungen der 15-Minuten-Intervalle bestehend aus Gesamtverbrauch abzüglich Erzeugerleistung der PV-Anlage als Histogramm (rot). Gefittet daran eine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion (blau). . . . .	33
5.5	Gemessene Verteilungen der 15-Minuten-Intervalle für die Erzeugerleistung der Windkraftanlage (rot). Gefittet daran eine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion (blau). . . . .	34
5.6	Verhältnis der Zustände $an$ (100 kW) und $aus$ (0 kW) des BHKW. . .	36
5.7	Ergebnis der Faltung im starkem rot. Die gestrichelten Plots zeigen die Verläufe vor der jeweiligen Faltung. . . . .	37
5.8	Verteilungsfunktion $F_{Netz}(P_0)$ , die die Wahrscheinlichkeit angibt, dass der Netzbezug für ein 15-Minuten-Intervall kleiner oder gleich $P_0$ ist.	38

5.9	Veranschaulichung der Berechnung der Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von $N$ aufeinanderfolgenden Intervallen mit einer Last $P \leq P_0$ . . . . .	39
5.10	Verteilungsfunktion für die Lastspitze $P_0$ . . . . .	40
5.11	Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für die Spitzenlast innerhalb eines Jahres. . . . .	40
6.1	Flussdiagramm zum Ablauf des Algorithmus, der das Peak Shaving an einem bekannten Lastgang durchführt. . . . .	45
6.2	Exemplarischer Lastgang $P(n)$ und zugehöriger gekappter Lastgang $P_{\text{neu}}(n)$ . . . . .	46
6.3	Simulationsergebnisse der eingesparten Leistung $\Delta P$ in Abhängigkeit von der ursprünglichen Spitzenlast $P_{\text{Spitze}}$ . . . . .	46
6.4	Erwartete tatsächliche Kappung in Abhängigkeit der angepeilten Kappung für die Klasse $430 \text{ kW} \leq P_{\text{Spitze}} \leq 440 \text{ kW}$ aus Abbildung 6.3. . . . .	47
7.1	Veranschaulichung der eingesparten Netzentgelte durch die LSK. . . . .	50
7.2	Entwicklung des Kapitalwerts $NPV$ für den Fall $b < 2.500 \frac{\text{h}}{\text{a}}$ und $b \geq 2.500 \frac{\text{h}}{\text{a}}$ Für die Zeit $t$ in Jahren a. . . . .	52

# Tabellenverzeichnis

4.1 Technische Kennzahlen des an der Hochschule installierten Lithium-Ionen-Batteriespeichers. . . . .	24
4.2 Auszug aus der Veröffentlichung der Stadtwerke Emden [13] zu den Entgelten für die Nutzung der Netzinfrastruktur (2021, Mittelspannung). . . . .	25





# 1 Einleitung

Die nachfolgende Arbeit beschäftigt sich mit dem Konzept der Lastspitzenkappung (LSK) – auch Peak Shaving genannt – am Beispiel der Hochschule Emden/Leer. Als LSK werden Anstrengungen eines Endverbrauchers elektrischer Energie bezeichnet, die zum Ziel haben, die maximal aus dem Elektrizitätsnetz bezogene Leistung zu reduzieren und so Kosten zu sparen. Im Untersuchungsbeispiel der Hochschule soll dieses Vorgehen mithilfe eines bereits installierten Batteriespeichers untersucht werden. Das Forschungsziel der Arbeit ist es zu untersuchen, ob und in welchem Rahmen LSK an der Hochschule betrieben werden kann und welche Einsparungspotentiale sich dadurch ergeben. Im Zentrum der Betrachtung steht die Prognose der auftretenden Leistungsspitzen sowie die Simulation des Einsatzes des Batteriespeichers. Auf Grundlage dessen erfolgt eine monetäre Betrachtung und das Aussprechen einer Handlungsempfehlung für die Hochschule.

Den finanziellen Anreiz zur LSK setzt die registrierende Leistungsmessung (RLM, auch registrierende Lastgangmessung genannt). Diese erfolgt bei Großverbrauchern elektrischer Energie ab einem Jahresstromverbrauch von 100 MWh und misst die aus dem Netz bezogene Leistung in 15-Minuten-Intervallen, um die Mehrbelastung des Stromnetzes durch das Abrufen hoher Leistung explizit einzupreisen. Die höchste abgenommene Leistung pro Jahr ist gemeinsam mit dem Leistungspreis die Berechnungsgrundlage für die Kosten, die zusätzlich zum Preis für die abgenommene Arbeit abgeführt werden müssen. Eine Kappung der Leistungsspitzen ist daher in solchen Fällen interessant, um die Stromkosten zu senken.

Energiespeicher im Allgemeinen und Batteriespeicher im Speziellen können zu diesem Zweck eingesetzt werden. Diese können entweder durch überschüssige Energie aus Photovoltaik (PV)- und Windkraftanlagen oder direkt aus dem Stromnetz aufgeladen werden. Durch die gezielte Aufladung zu leistungsarmen und entsprechende Entladung zu Zeiten hoher Leistungsabfrage kann so der Lastgang gekappt werden.

Die Hochschule Emden/Leer verfügt sowohl über eine PV-, eine Windkraftanlage und ein Blockheizkraftwerk (BHKW) als auch über einen Batteriespeicher. Die regenerativen Energien an der Hochschule sind so ausgelegt, dass möglichst die gesamte erzeugte Energie eigenverbraucht wird. Daher ist der Energiespeicher insbesondere

für die Kappung des Lastgangs interessant.

Die Arbeit ist unterteilt in die theoretische Einführung in das Thema. Dabei werden die technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen dargelegt. Anschließend wird ein Überblick über den Standort an der Hochschule gegeben, woraufhin eine Prognose für die Spitzenlast erstellt wird. Darauf folgt die Simulation der Einbindung der Batterie in das Hochschulnetz, um die potentielle Höhe der Kappung zu ermitteln. Im letzten Teil wird auf der geschaffenen Basis eine Handlungsempfehlung im Zusammenhang mit der zugrundeliegenden finanziellen Betrachtung ausgesprochen. Final erfolgt eine Zusammenfassung der erhaltenen Forschungsergebnisse und ein Ausblick auf weitere potentielle Forschungsfelder.

## 2 Regulatorischer Rahmen

Zunächst muss analysiert werden, durch welche Gesetze und Verordnungen die LSK in Deutschland überhaupt erst möglich wird. Da das Einsparen von Netzentgelten das Ziel der LSK ist, wird betrachtet, durch welche Regeln sich diese zusammensetzen und welche Ausnahmeregelungen Anwendung finden können.

Den grundlegenden regulatorischen Rahmen für die LSK legt in Deutschland die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), in diesem Fall in der Fassung vom 31. Juli 2021. Diese „regelt die Festlegung der Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen (Netzentgelte)“ (§ 1 StromNEV). Daneben regelt die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV), ebenfalls in der Fassung vom 31. Juli 2021, „die Bedingungen für Einspeisungen von elektrischer Energie in Einspeisestellen der Elektrizitätsversorgungsnetze und die damit verbundene zeitgleiche Entnahme von elektrischer Energie an räumlich davon entfernt liegenden Entnahmestellen der Elektrizitätsversorgungsnetze“ (§ 1 StromNZV).

### 2.1 Zustandekommen der Netzentgelte

Für Entnahmestellen, die nicht im Niederspannungsnetz angeschlossen sind oder im Niederspannungsnetz angeschlossen sind und eine jährliche Entnahme von 100.000 Kilowattstunden (kWh) überschreiten, findet eine registrierende Leistungsmessung (RLM) statt (§ 17 Abs. 6 StromNEV). Bei der RLM wird an der Entnahmestelle sowohl die aus dem Netz entnommene Arbeit als auch die Leistung gemessen. Im Gegensatz dazu erfolgt bei Letztverbrauchern im Niederspannungsnetz und einer Entnahme von bis zu 100.000 kWh in der Regel die Abrechnung über standardisierte Lastprofile (§ 12 Abs. 1 StromNVZ). Allerdings können auch Kunden mit einem Jahresverbrauch von unter 100.000 kWh einen Antrag auf eine registrierende Leistungsmessung stellen [1]. Für Kunden ohne RLM entsteht durch LSK kein finanzieller Vorteil, da die entnommene Leistung nicht explizit gemessen wird.

Die aus dem Netz bezogene elektrische Leistung kann durch eine kontinuierliche Funktion  $P(t)$  dargestellt werden. Diese ordnet jedem Zeitpunkt  $t$  einen Leistungswert zu. Die aus dem Netz bezogene elektrische Arbeit  $W$  in einem Betrachtungs-

zeitraum  $[t_0, t_1]$  ist das Integral über  $P(t)$ , also

$$W([t_0, t_1]) = \int_{t_0}^{t_1} P(t) dt . \quad (2.1)$$

Diese Funktion  $W$  wird bei der RLM für die Messung sowohl der bezogenen Arbeit als auch der bezogenen Leistung herangezogen: Für die Messung der Leistung wird die in einem 15-Minuten-Abschnitt insgesamt bezogene Arbeit ausgewertet. Sei das Intervall bezeichnet mit  $[0, 15\text{min}]$  und sei die in diesem Intervall bezogene Arbeit  $W([0, 15\text{min}])$ . Dann ist die diesem Intervall zugeordnete Leistung

$$P_{15\text{min}} = \frac{W([0, 15\text{min}])}{\frac{1}{4}\text{h}} . \quad (2.2)$$

Die Messung der Leistung erfolgt also stets über die Bildung des Mittelwerts über 15 Minuten.

Für einen Betrachtungszeitraum mit  $N$  Intervallen ergibt sich eine diskrete Funktion  $P_n, n \in \{1, 2, \dots, N\}$  für den Leistungsbezug. Diese Funktion wird berechnet aus der diskreten Funktion  $W_n, n \in \{1, 2, \dots, N\}$ , die die aus dem Netz entnommene elektrische Arbeit in 15-Minuten-Intervalle unterteilt. Es sei also  $W_n = W([t_{n-1}, t_n])$ . Diese beiden Funktionen sind verbunden über

$$P_n = \frac{W_n}{\frac{1}{4}\text{h}} . \quad (2.3)$$

Dieses Vorgehen ist in Abbildung 2.1 veranschaulicht für einen exemplarischen Tag mit  $N = 96$ . Der obere Verlauf zeigt einen typischen Lastgang und die eingefärbte Fläche unter diesem Lastgang ist die bezogene Arbeit. Der untere Verlauf zeigt den gleichen Verlauf bei einer Filterung auf 15-Minuten-Intervalle, wie sie bei der RLM vorgenommen wird. Die eingefärbte Fläche – namentlich die bezogene Arbeit – ist identisch zum oberen Verlauf. Durch die Filterung werden jedoch die Schwankungen im Lastgang abgeflacht. Im gezeigten Beispiel bedeutet dies, dass die tatsächlich maximal bezogene Leistung höher ist, als dies durch die RLM gemessen wird.

In gewöhnlichen Jahren ist  $N = 35.040$ . In Schaltjahren ist  $N = 35.136$ . Für die anfallenden Netzentgelte sind dann von Bedeutung die maximale, in einem Abrechnungszeitraum bezogene Leistung

$$P_{\max} = \max_{n \in \{1, 2, \dots, N\}} P_n \quad (2.4)$$

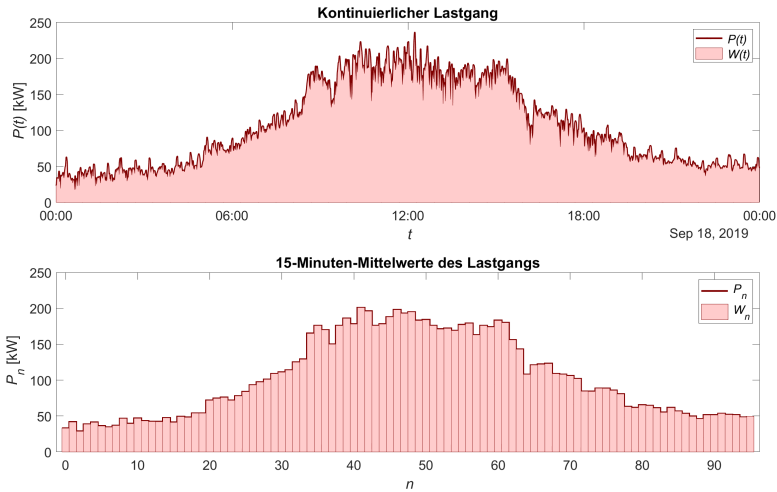


Abbildung 2.1: Exemplarischer Verlauf eines Lastgangs (oben) und der zugehörigen Filterung über 15-Minuten-Intervalle.

und die gesamte aus dem Netz entnommene Arbeit

$$W_{\text{ges}} = \sum_{n=1}^N W_n . \quad (2.5)$$

Das Netzentgelt  $K_{\text{Netz}}$  ( $K$  für „Kosten“) ergibt sich dann schließlich über den Arbeitspreis  $K_W$  und den Leistungspreis  $K_P$ :

$$K_{\text{Netz}} = \underbrace{W_{\text{ges}} \cdot K_W}_{\text{Arbeitsentgelt}} + \underbrace{P_{\text{max}} \cdot K_P}_{\text{Leistungsentgelt}} . \quad (2.6)$$

Diese Unterteilung erfolgt, da die Netzbetreiber nicht nur für die gesamte durch das Netz übertragene Arbeit Infrastruktur bereithalten müssen, sondern auch für die maximalen Lasten im Netz. Durch das Leistungsentgelt wird der Anreiz geschaffen, sehr hohe Lastspitzen zu vermeiden, was das Netz entlastet und alleine durch ein Arbeitsentgelt nicht gewährleistet wäre.

## 2.2 Benutzungsdauer

Eine weitere wichtige Größe ist die Benutzungsdauer  $b$ . Diese ist der Quotient aus der in einem Abrechnungszeitraum bezogenen Arbeit und der im selben Zeitraum maximal bezogenen Leistung (§ 2 Abs. 3 StromNEV), also

$$b = \frac{W_{\text{ges}}}{P_{\text{max}}} . \quad (2.7)$$

Die Benutzungsdauer gibt an, wie gleichmäßig der Lastgang eines Endverbrauchers ist. Eine hohe Benutzungsdauer bedeutet einen gleichmäßigen Verlauf. Der Wert

kann maximal 8.760 Stunden annehmen – der Anzahl an Stunden innerhalb eines Jahres. Dies wäre bei einem durchgehend konstanten Netzbezug der Fall.

Die Benutzungsdauer ist für die LSK interessant, da die von den Netzbetreibern festgelegten Netzentgelte für den Endverbraucher abhängig von der Benutzungsdauer festgelegt werden. So wird für gewöhnlich der Leistungspreis bei einer Benutzungsdauer von über 2.500 Stunden deutlich höher angesetzt, während der Arbeitspreis eher niedrig ist. Im Gegensatz dazu wird bei einer Benutzungsdauer von unter 2.500 Stunden der Leistungspreis niedriger angesetzt, während der Arbeitspreis vergleichsweise hoch ist [1][2]. Dies hat zur Folge, dass LSK sich bei einer Benutzungsdauer von über 2.500 Stunden profitabler gestaltet.

## 2.3 Sonderformen der Netznutzung

Nach § 19 StromNEV gibt es einige Sonderformen der Netznutzung, die ein angepasstes Zustandekommen der Netzentgelte zulassen.

So steht Endverbrauchern, die in bestimmten Zeiten einen sehr hohen Bedarf nach elektrischer Leistung haben, in den übrigen Zeiten jedoch einen sehr geringen oder gar keinen, eine Abrechnung auf der Grundlage von Monatsleistungspreisen anstelle des Jahresleistungspreissystems zu.

Außerdem haben Endkunden Anspruch auf ein individuelles Netzentgelt, wenn sie eine Benutzungsdauer von 7.000 Stunden pro Jahr überschreiten und außerdem mehr als 10 GWh Arbeit entnehmen (sogenannte *intensive Netznutzung*). Dieses Netzentgelt ist deutlich geringer als im normalen Fall. So darf ein individuelles Netzentgelt vereinbart werden, das „nicht weniger als:

1. 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes, im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr;
2. 15 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes, im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.500 Stunden im Jahr oder
3. 10 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes, im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 8.000 Stunden im Jahr. “

(§ 19 Abs. 2 StromNEV) betragen darf. LSK durch Batteriespeicher kann in manchen Fällen dazu genutzt werden, die Jahresbenutzungsdauer über eine solche vom Gesetzgeber festgelegte Schwelle zu erhöhen, was zu massiven Einsparungen beim Netzentgelt führen kann. Diese Form der Netznutzung zur Reduzierung der Netzentgelte kann insbesondere für Unternehmen interessant werden, die in den Industrie-

zweigen der Glas-, Papier-, Kunststoff- oder Folienherstellung angesiedelt sind sowie für Molkereien und in der Metallverarbeitung [3].





## 3 Stand der Technik

Im folgenden Kapitel wird der aktuelle Stand der Technik und der Forschung zur LSK ausgewertet. Das Konzept der Lastspitzenkappung ist nicht neu, hat jedoch in den vergangenen Jahren durch sinkende Preise für Batterien deutlich an Fahrt aufgenommen. Im diesem Kapitel soll ein Einblick in die aktuelle Forschung zur Wirtschaftlichkeit der LSK gegeben werden. Dazu wird zunächst ein kurzer Überblick über die Verbreitung von Batteriespeichern gegeben. Anschließend wird betrachtet, ob und in welchem Ausmaß LSK bereits heute rentabel sein kann und wie die Entwicklung in den kommenden Jahren aussehen könnte. Außerdem wird betrachtet, welche Betriebsstrategien bei der LSK verfolgt werden können. Darunter fällt das Festlegen der Grenze, ab der die aus dem Netz bezogene Leistung gekappt werden sollte.

### 3.1 Verbreitung von Energiespeichern

Einen umfangreichen Überblick zur weltweiten Verbreitung von Energiespeichern gibt die *International Renewable Energy Agency (IRENA)* in ihrem 2017 veröffentlichten Bericht [4]. Hier wird ein Ausblick auf den Markt von Speichern elektrischer Energie bis in das Jahr 2030 gegeben. Zentral ist hier, dass die Anzahl an Installationen von Batterien in den vergangenen 25 Jahren exponentiell gestiegen ist, wofür die stark sinkenden Anschaffungskosten verantwortlich gemacht werden. Diese sind bedeutend für die Amortisation einer Investition auch bei der LSK.

In der nahen Vergangenheit haben politische Maßnahmen in Deutschland dazu geführt, dass es zu einem massiven Anstieg an sogenannten *Behind-the-Meter (BTM)*-Anwendungen kam. BTM-Anwendungen bezeichnen solche Installationen, bei denen der Batteriespeicher nicht im Netz angeschlossen wird, sondern direkt beim Endverbraucher integriert ist und nur von diesem entweder zur Speicherung der selbst produzierten Energie aus beispielsweise einer PV-Anlage oder aber zur LSK eingesetzt wird [4].

Als wichtiger Treiber für das Senken der Anschaffungskosten von Batterien wurde die Entwicklung im Bereich der elektrisch betriebenen Fahrzeuge identifiziert, deren beschleunigte Verbreitung durch die weltweit voranschreitende Energiewen-

de gefördert wird. Dementsprechend treiben Skaleneffekte bei der Herstellung der Batterien die Kosten nach unten. So sind die Preise für Batterien zum Einsatz in der Elektromobilität zwischen 2010 und 2016 um 73 Prozent gefallen. Diese Entwicklung strahlt auch in andere Bereiche aus und senkt die Kosten für Batterien im Allgemeinen. So sind die Kosten für die Installation in Deutschland zwischen dem vierten Quartal 2014 und dem ersten Quartal 2017 im Median um 60 Prozent gesunken (von 2.515 auf 1.017 USD pro kWh Nennleistung, Inflationsbereinigt auf das Jahr 2016) [4]. Die IRENA prognostiziert, dass bis 2030 der Hauptgrund für eine Anschaffung eines Speichers das zeitliche Verschieben der Netznutzung sein wird, also beispielsweise LSK [4].

Die Bundesnetzagentur erwähnt in ihrem Flexibilitätspapier [5], dass für die Zukunft die Flexibilität bei der Abnahme von elektrischer Leistung für große Industriekunden an Bedeutung gewinnen wird. Diese Flexibilität kann zum Beispiel durch die Installation eines Energiespeichers auf Seiten des Endverbrauchers realisiert werden, der je nach Bedarf Auf- oder Entladen wird.

## 3.2 Entwicklung der Anschaffungskosten von Batteriespeichern

Viele der folgend vorgestellten Untersuchungen zeigen nicht nur den Stand der Wirtschaftlichkeit der LSK, sondern geben auch einen Ausblick auf die Entwicklung der Anschaffungskosten. Dabei ist für zukünftige Betrachtungen die Schwelle bei den Anschaffungskosten interessant, ab der eine Investition sich amortisieren kann. Eine solche kurze Berechnung wird auch am Ende dieser Arbeit für den Fall an der Hochschule vorgenommen.

Die IRENA projiziert, dass die Anschaffungskosten für Batteriespeicher bis zum Jahr 2030 um 50 bis 66 Prozent im Vergleich zum Jahr 2016 sinken werden. Die Spanne wird für Lithium-Ionen-Speicher auf 54 bis 61 Prozent eingegrenzt. Die Installationskosten für das Jahr 2016 werden dabei mit einer Spanne von 200 USD/kWh bis 1.260 USD/kWh (350 USD/kWh bis 1.050 USD/kWh für Lithium-Ionen-Speicher) angegeben. Die Kosten sollen im Jahr 2030 nur noch zwischen 77 USD/kWh und 574 USD/kWh (145 USD/kWh bis 574 USD/kWh für Lithium-Ionen-Speicher) liegen [4]. Diese Entwicklung ist in Abbildung 3.1 veranschaulicht. Die großen Spannen sind damit zu begründen, dass die pro-kWh-Preise stark von der Größe des Speichers abhängen und mit der Größe des Speichers sinken. Kleinere Speicher für Endverbraucher sind also im oberen Bereich dieser Preisspannen angesiedelt.

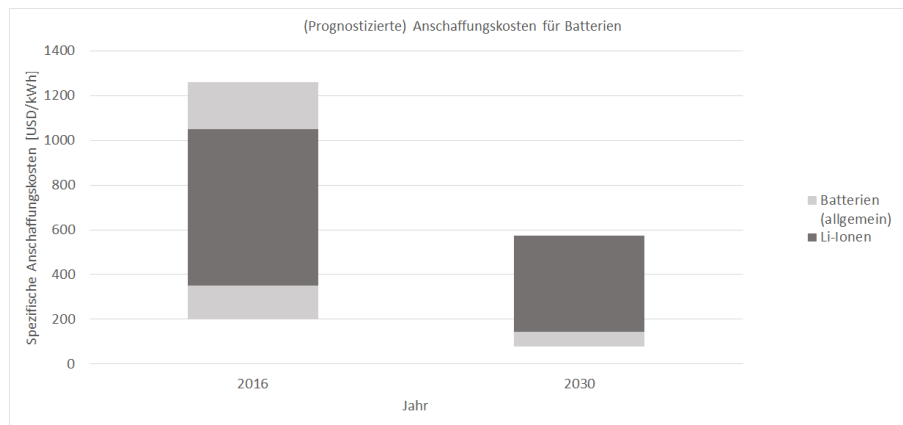


Abbildung 3.1: Von der IRENA ausgewertete (2016) und prognostizierte (2030) Preisentwicklung für Batterien im Allgemeinen und Lithium-Ionen-Speicher im Speziellen [4].

In [1] werden die Installationskosten im Jahr 2020 mit 875 EUR/kWh angegeben. Die Autoren prognostizieren für 2021 Anschaffungskosten in Höhe von 560 EUR/kWh und 325 EUR/kWh für das Jahr 2030. In [6] aus dem Jahr 2020 wird von Anschaffungskosten in Höhe von 900 EUR/kWh ausgegangen. Für die kommenden 10 Jahre wird es als realistisch angesehen, dass die Kosten unter die Schwelle von 570 EUR/kWh fallen werden. In [7] werden die Anschaffungskosten im Jahr 2020 mit 870 EUR/kWh angegeben.

### 3.3 Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit

Viele Forschungsarbeiten beschäftigen sich mit der Wirtschaftlichkeit der LSK. Dabei ist zu beachten, dass durch die unterschiedlichen Regelungen zu den Netzentgelten die Wirtschaftlichkeit regional sehr unterschiedlich sein kann.

In [1] untersuchen die Autoren den Einsatz von Batteriespeichern in kleinen und mittleren Unternehmen, da ihrer Meinung nach die aktuelle Forschung einen zu großen Fokus auf einzelne Fallbeispiele in großen Betrieben legt. Die Dimensionierung des Speichers erfolge dabei so, dass ein zuvor als optimal ermittelter Schwellenwert an aus dem Netz bezogener Leistung (auf dessen Festlegung nicht genauer eingegangen wird) auch am Ende der Lebensdauer der Batterie nicht überschritten wird. Dementsprechend würden alle Peaks im Jahresprofil aufgefangen. Die Betrachtung erfolgt anhand von 82 realen und 168 synthetischen Lastprofilen, die aus den realen durch Rekombination entstanden sind. Ein ähnliches Vorgehen wird auch in Kapitel 6 im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass für kleine und mittlere Gewerbekunden die aktuellen Kosten für einen Batteriespeicher (875 EUR/kWh) eine Investition nur in Einzelfällen und ausschließlich bei Kunden mit einer Jahresbenutzungsdauer von über 2.500 Stunden rentabel

werden lassen. Allerdings gehen sie davon aus, dass innerhalb des aktuellen Jahrzehnts durch fallende Batteriepreise in deutlich mehr Fällen eine Amortisation erreicht wird. Interessant ist dabei, dass sowohl die Installationskosten und Größen der betrachteten Speicher als auch die Größenordnung der aus dem Netz bezogenen Leistung der betrachteten Unternehmen mit denen der Hochschule vergleichbar sind.

In [7] werden die Lastgänge von 5.359 Unternehmen in Deutschland betrachtet. Die Autoren untersuchen für diese den Nutzen von Batteriespeichern, die zur LSK eingesetzt werden. In der aktuellen Marktlage (Stand 2020) amortisiere sich eine solche Anschaffung nur für etwa ein Prozent der Unternehmen innerhalb von zehn Jahren. Die Anschaffungskosten müssten um 40 Prozent sinken, damit eine Investition für ein Viertel der Unternehmen finanziell attraktiv wird. Das entspricht 484 EUR/kWh. Eine solche Entwicklung wird innerhalb des aktuellen Jahrzehnts als realistisch angesehen.

In [2] wird der Einsatz von Energiespeichern zur LSK anhand von fünf exemplarischen Endverbrauchern untersucht. Unter diesen ist auch eine Hochschule. Dabei stellen sich für alle Unternehmen unter Einsatz aller Energiespeicher (Lithium-Ionen, Blei, Redox-Flow) positive Kapitalwerte ein, wobei der Lithium-Ionen-Speicher jeweils am profitabelsten ist. Für die Hochschule mit einer Maximallast von gut 2.000 kW liefert die Optimierung bei einer Kapazität von 178 kWh einen Kapitalwert von 178.510 EUR über einen Investitionszeitraum von 20 Jahren. Die Investition amortisiert sich demnach nach 11,7 Jahren und die Maximallast kann um 8,2 Prozent gesenkt werden.

Anhand eines großen Industriekunden mit einer Spitzenlast von etwa 1.000 kW wird in [8] die Wirtschaftlichkeit von Peak Shaving untersucht. Demnach kann Peak Shaving profitabel sein, wobei sich eine Amortisationsdauer zwischen sechs und 20 Jahren einstelle. Die Reduktion der jährlichen Stromkosten finde im einstelligen Prozentbereich statt.

In [6] wird der Einsatz von Batteriespeichern zur LSK in zehn Hotelgebäuden mit einem Jahresstromverbrauch zwischen 0,5 und 1,9 GWh untersucht. Dabei ist das Ziel, die Batteriekapazität und damit die Anschaffungskosten zu minimieren. Das Ergebnis ist allerdings, dass in der aktuellen Marktlage nur negative Kapitalwerte bei einer Investition in einen Batteriespeicher zu erreichen seien. Für das aktuelle Jahrzehnt wird aber prognostiziert, dass die Anschaffungskosten so weit sinken werden, dass sich bei zukünftigen Investitionen positive Kapitalwerte einstellen können. Diese Schwelle wird mit 570 EUR/kWh benannt.

Einen Sonderfall stellt die Untersuchung in [10] dar. Hier wird der Einsatz von Batteriespeichern unter der Prämisse untersucht, dass in der bisherigen Forschung die Abnutzung der Speicher überschätzt wird. Dies führe dazu, dass die Wirtschaftlichkeit dieser Technik unterschätzt wird, da eine zu kurze Lebensdauer angesetzt werde. Durch einen angepassten Algorithmus soll die Abnutzung der Speicher besser simuliert werden. Es wird dabei nicht nur versucht, Kosten des Energiebezugs durch LSK zu reduzieren, sondern auch aus Preis-Arbitrage-Geschäften zu profitieren, also eines Aufladens bei niedrigen Strompreisen und anschließenden Entladens bei hohen Preisen, wobei die entladene Leistung hier zurück in das Netz gespeist wird. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass bei allen simulierten Konfigurationen der Profitabilitätsindex maximal 1,04 erreicht, ein Investment sich also gerade so lohnen kann. Die meisten Simulationen kommen jedoch zu einem Ergebnis von unter 1, bei denen ein Investment nicht rentabel ist. Außerdem wird in allen Szenarien der Großteil der Amortisation mit durchschnittlich 96 Prozent durch die LSK erreicht. Eine flexible Nutzung des Speichers zum Ausnutzen von Preisunterschieden verspricht also nur einen verhältnismäßig kleinen Vorteil gegenüber der reinen LSK und wird im Rahmen der hier vorliegenden Arbeit nicht weiter untersucht. Sie kann jedoch in Zukunft Grundlage weiterer Untersuchungen darstellen.

### 3.4 Optimale Dimensionierung und Prognosen

Viele Beiträge der aktuellen Forschung untersuchen die LSK anhand von bereits existierenden Lastgängen. Das bedeutet, dass oftmals mithilfe eines Algorithmus LSK an einem bekannten Lastgang betrieben wird. Das Ergebnis solcher Untersuchungen ist dann, ob in dem in der Vergangenheit liegenden Betrachtungszeitraum profitables Peak Shaving hätte betrieben werden können. Solche Untersuchungen vernachlässigen jedoch die Unsicherheit, die bei der Vorhersage zukünftiger Lastgänge zwingend auftritt. Diese Unsicherheit sollte jedoch in die Betrachtung mit einfließen, da sie für die Amortisation der Investition ein Risiko darstellt. Auch beeinflusst diese Unsicherheit die optimale Dimensionierung sowie die festzulegende Grenze, bei der die Last gekappt werden sollte. Von diesen Untersuchungen grenzt sich diese Arbeit in dem Sinne ab, dass mithilfe von statistischen Methoden versucht wird, die Spitzenlast innerhalb eines Jahres vorherzusagen.

Chua et al. entwickeln in [12] einen einfachen Algorithmus zur Festlegung dieser Grenze. Dabei wird die Dimensionierung des Speichers im Vorhinein festgelegt, es wird also eine optimale Grenze für einen bereits angeschafften Speicher gesucht. Die Untersuchung ähnelt damit dem in dieser Arbeit untersuchten Anwendungsfall. Die Bestimmung erfolgt anhand von generischen Lastgängen. Für einen spezifischen Endverbraucher wird dafür der Durchschnitt der Lastgänge der vorausgegangenen

zwei Monate gebildet, der generische Lastgang stellt also den durchschnittlichen Netzbezug als Zeitreihe über einen Tag dar. Anhand dieses generischen Lastgangs wird dann eine Grenze festgelegt, ab der die Batterie eingreift und der Netzbezug gekappt wird. Im Rahmen dieser Arbeit wurde sich gegen ein solches Vorgehen entschieden, da ein generischer Lastgang als nicht ausreichend angesehen wird, um die Fluktuationen im Netzbezug abzubilden und damit die Spitzenlast unterschätzt werden könnte.

Außerdem schlagen die Autoren in [12] für den Fall, dass die tatsächliche Last den prognostizierten Wert übersteigen sollte, eine dynamische Grenze für die LSK vor. Dabei sollte bei Übersteigen des prognostizierten Werts die Schwelle nach fünf Minuten nach oben korrigiert werden, damit das System dynamisch auf höhere Lasten reagieren kann. Den Autoren zufolge war der von ihnen implementierte einfache Algorithmus in Echtzeitszenarien erfolgreich im Kappen der Spitzenlast. Dieses Verfahren wird in dieser Arbeit ebenfalls nicht angewandt, stellt jedoch eine interessante Erweiterungsmöglichkeit des Vorgehens dar.

## 4 Vorstellung des Standorts

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen finden am Standort Emden der Hochschule Emden/Leer statt. Dieser verfügt nicht nur über den im Jahr 2020 angeschafften Batteriespeicher, sondern auch über eine Windkraftanlage, eine PV-Anlage und ein Blockheizkraftwert (BHKW). Diese drei Erzeuger beeinflussen den Netzbezug der Hochschule und müssen daher in die Untersuchung mit einbezogen werden. Im folgenden Kapitel werden die Charakteristiken dieser Erzeugungsanlagen sowie die Eigenschaften des Strombezugs der Hochschule vorgestellt.

### 4.1 Die Erzeugungs- und Speichieranlagen

In Abbildung 4.1 ist schemenhaft die Struktur an der Hochschule dargestellt. Zur Erzeugung stehen die PV- und die Windkraftanlage sowie das BHKW zur Verfügung. Diese Anlagen speisen in das Hochschulnetz ein. Der Bedarf an elektrischer Leistung, der durch diese Anlagen nicht gedeckt werden kann, wird durch den Bezug aus dem Netz gedeckt. Die Batterie kann beliebig ge- und entladen werden.

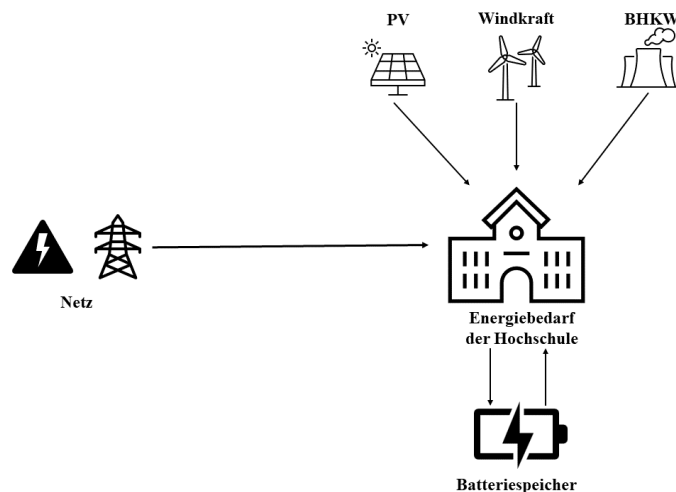


Abbildung 4.1: Schemenhafte Darstellung der Struktur zur Deckung des Energiebedarfs der Hochschule

An der Hochschule ist seit Sommer 2018 eine PV-Anlage installiert, die eine maximale Leistung von 40 kW liefern kann. Des Weiteren befindet sich auf dem Campus seit Mitte der neunziger Jahre eine Windkraftanlage, die bis zu 100 kW Leistung

liefert. Diese beiden Anlagen können den Netzbezug der Hochschule also bereits um einen beachtlichen Teil herabsetzen.

An der Hochschule ist außerdem ein BHKW in Betrieb. Dieses versorgt die Hochschule seit 2016 mit Wärme und Strom. Dieses BHKW liefert, ebenso wie die Windkraftanlage, ein Maximum von 100 kW elektrischer Leistung. Im Gegensatz zur Windkraftanlage steht diese Leistung jedoch auch fast immer zur Verfügung. Daher muss das BHKW ganz besonders in den Blickpunkt genommen werden: Fällt dessen Leistung weg, erhöht sich der Netzbezug der Hochschule schlagartig um 100 kW, was zu einem Zeitpunkt mit ohnehin hoher Last allein für eine deutliche höhere Spitzenlast in einem Abrechnungszeitraum führen kann.

### 4.1.1 Der Batteriespeicher

Der Batteriespeicher ist zentraler Punkt dieser Untersuchung. Seit Anfang 2020 verfügt die Hochschule über einen Lithium-Ionen-Speicher. Die für die Betrachtung wichtigen Aspekte dieses Speichers sind in Tabelle 4.1 aufgelistet. Der verfügbare SOC-Bereich (SOC steht für State of Charge, zu deutsch: Ladezustand) wird eingegrenzt, da bei vollständiger Ladung bis 100 Prozent und vollständiger Entladung bis 0 Prozent der nutzbaren Speicherkapazität die Batterie deutlich schneller an nutzbarer Kapazität verlieren würde. Durch diese Beschränkung wird also der Abnutzungsprozess verlangsamt. Auch wird die Batterie durch dieses Vorgehen vor einer Tiefenentladung geschützt, welche erhebliche Schäden verursachen könnte. Auch eine Überladung wird dadurch verhindert.

Tabelle 4.1: Technische Kennzahlen des an der Hochschule installierten Lithium-Ionen-Batteriespeichers.

Technische Eigenschaft	Ausprägung
Nutzbare Speicherkapazität	108,2 kWh
Maximale Leistungsaufnahme/-abgabe	100 kW
Anschaffungskosten	92.000 EUR
Verfügbarer SOC-Bereich	11 % bis 94 %

Aus den Werten der Tabelle ergeben sich die spezifischen Anschaffungskosten in Höhe von 920 EUR/kW und 852 EUR/kWh, was im Rahmen der in Kapitel 3 vorgestellten Literaturwerte liegt.



## 4.2 Zustandekommen des Netzbezugs

Die für die Berechnung der Netzentgelte zugrundeliegende Last ist die am Netzverknüpfungspunkt anliegende Residuallast  $P_{\text{Netzbezug}}$ . Als Residuallast wird die Gesamtlast  $P_{\text{Gesamtverbrauch}}$  abzüglich der durch die Erzeuger bereitgestellte Leistung der PV-Anlage  $P_{\text{PV}}$ , der Windkraftanlage  $P_{\text{Windkraft}}$  und des BHKW  $P_{\text{BHKW}}$  bezeichnet,

$$P_{\text{Netzbezug}} = P_{\text{Gesamtverbrauch}} - \underbrace{(P_{\text{PV}} + P_{\text{Windkraft}} + P_{\text{BHKW}})}_{\text{Erzeugung}}. \quad (4.1)$$

Diese Residuallast stellt also die aus dem Netz bezogene Leistung dar. Sie kann in seltenen Fällen ins Negative fallen, wenn mehr Leistung erzeugt als verbraucht wird. Die Erzeugungsanlagen an der Hochschule sind jedoch so ausgelegt, dass im Normalfall keine Einspeisung in das Netz stattfindet.

## 4.3 Zusammensetzung der Netzentgelte

Für die Festlegung der Netzentgelte sind am Standort Emden die Stadtwerke Emden als Verteilnetzbetreiber zuständig. Diese veröffentlichen jedes Jahr die Entgelte für die Nutzung der Netzinfrakstruktur. Ein Auszug aus dieser Veröffentlichung für das Jahr 2021 ist in Tabelle 4.2 aufgelistet. Dabei ist zu beachten, dass die Hochschule über die Mittelspannungsebene an das Netz angeschlossen ist. Für Anschlüsse in der Niederspannungsebene gelten abweichende Entgelte.

Tabelle 4.2: Auszug aus der Veröffentlichung der Stadtwerke Emden [13] zu den Entgelten für die Nutzung der Netzinfrakstruktur (2021, Mittelspannung).

Benutzungsdauer $b$ [h/a]	Leistungspreis $K_P$ [EUR/kW/a]	Arbeitspreis $K_W$ [ct/kWh]
$< 2.500$	16,49	4,69
$\geq 2.500$	121,25	0,50

Auch hier erfolgt die Unterteilung in zwei Gruppen: Eine Benutzungsdauer von über 2.500 Stunden pro Jahr geht mit einem deutlich höheren Leistungspreis einher, als eine von unter 2.500 Stunden pro Jahr. Genau gegenläufig verhält es sich mit dem Arbeitspreis.

## 4.4 Datengrundlage der Untersuchungen

An der Hochschule wird stets gemessen, welche Leistung von welcher Anlage aktuell erzeugt wird und wie viel Leistung aus dem Netz bezogen wird. Während die Echtzeitdaten sekundlich aktualisiert werden, stehen historische Aufzeichnungen mit einer Mittelung von einer Minute zur Verfügung. Die Daten sind auch öffentlich über

den Energie-Monitor auf dem Internetauftritt der Hochschule einsehbar [14]. Die Daten zum Netzbezug und zum BHKW gehen bis Mai 2019 zurück, die Leistung der Windkraftanlage wird seit Januar 2019 ausgewiesen und die der PV-Anlage seit April 2018. Der Gesamtverbrauch, der nicht explizit gemessen wird, sondern aus dem Netzbezug und der Erzeugung berechnet, wird explizit seit November 2019 ausgewiesen. Da die Netzbetreiber die bezogene Leistung im Viertelstundentakt auswerten, werden auch im Rahmen dieser Arbeit die Leistungswerte mit einer Auflösung von 15 Minuten verwendet.

Um exemplarisch einen Lastgang der Hochschule vorzustellen, ist in Abbildung 4.2 der Lastgang für das Jahr 2020 gezeigt. Das Besondere an diesem Jahr ist der deutliche Rückgang des Energiebedarfs ab Mitte März. Dies ist mit den im Zusammenhang mit der COVID-19-Pandemie verfügbaren Kontaktbeschränkungen zu erklären, da hierdurch eine deutlich geringere Anzahl an Personen die Hochschule täglich aufsuchten. Vergleicht man die Spitzenleistung im Jahr 2020 mit den verfügbaren Werten im Jahr 2019, so liegt diese mit 336 kW im Vergleich zu 408 kW deutlich niedriger. Allerdings ist das Jahr 2020 der einzige Abrechnungszeitraum, für den innerhalb des Betrachtungszeitraums vollständige Daten vorliegen, weshalb dieses hier einmal vorgestellt wird. Die Benutzungsdauer lag im Jahr 2020 bei 1.902 Stunden und damit unterhalb des Schwellenwerts von 2.500 Stunden. Daher fällt das niedrigere Leistungsentgelt aus Tabelle 4.2 an.

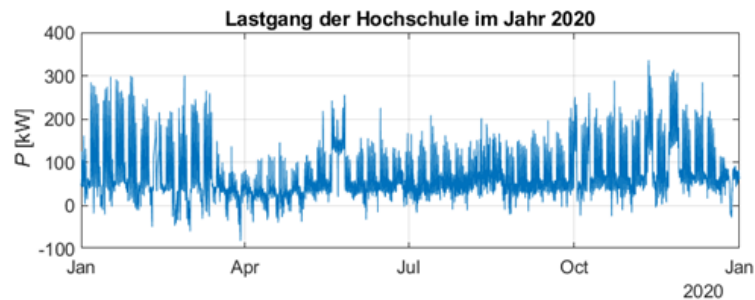


Abbildung 4.2: Lastgang der Hochschule im Jahr 2020.

In Abbildung 4.3 ist der durchschnittliche Verlauf der Last eines Wochentages innerhalb der Vorlesungszeit gezeigt. Diese liegt nachts sehr niedrig und steigt mit Anlaufen des Tagesbetriebs an der Hochschule stetig an, bis sie in den Mittagsstunden ihren Höchstwert erreicht. Danach fällt sie im Laufe des Nachmittags bis zum Abend hin wieder auf die Grundlast zurück, wenn kaum noch Betrieb an der Hochschule herrscht. Daher sind für die LSK insbesondere die jeweiligen Zeiten rund um die Mittagszeit interessant, während die nächtlichen Stunden in Bezug auf den Netzbezug vernachlässigt werden können. Der grau eingefärbte Bereich gibt die mi-

nimal und maximal gemessenen Wert an Vorlesungstagen (Montag bis Freitag) zu der jeweiligen Uhrzeit an. Diese Eingrenzung wird in Abschnitt 5.2.1 erläutert.

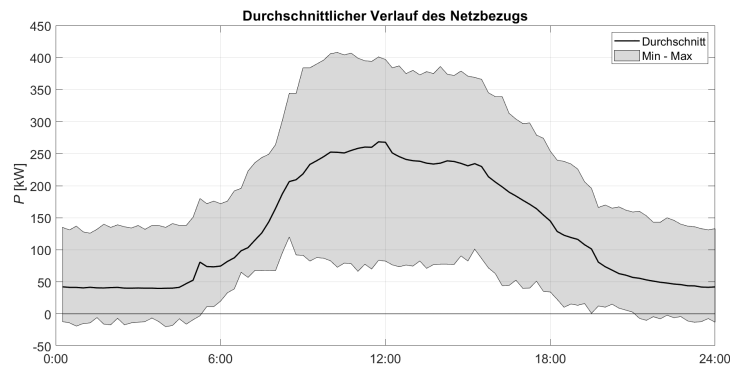


Abbildung 4.3: Durchschnittlicher Netzbezug (mit Minimum-/Maximumwerten) der Hochschule an Wochentagen in der Vorlesungszeit.

Um einen Überblick über den Beitrag zu geben, den die Erzeugungsanlagen an der Deckung des Energiebedarfs der Hochschule haben, ist in Abbildung 4.4 der Energiemix der Hochschule angegeben. Hier wird deutlich, dass das BHKW einen wesentlichen Beitrag zur Versorgung beiträgt. Dabei sind jedoch die Auswirkungen der Pandemie zu berücksichtigen, aufgrund dessen insgesamt weniger Energie bezogen wurde, wodurch der Anteil der von den Erzeugungsanlagen beigetragenen Leistung steigt.

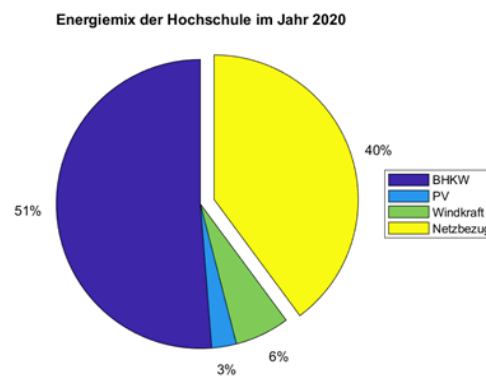


Abbildung 4.4: Beitrag der Erzeugungsanlagen und des Netzbezugs zur Deckung des Energiebedarfs der Hochschule im Jahr 2020.



# 5 Prognose der Spitzenlast

Im Rahmen dieser Arbeit soll eine Grenze festgelegt werden, ab der die aus dem Netz bezogene Leistung gekappt wird. Nachfolgend wird daher eine Prognose über die Höhe der in einem Abrechnungszeitraum auftretenden Spitzenlast erstellt. Die Fluktuationen im Netzbezug, die unter anderem durch die fluktuierende Erzeugungsleistung verursacht werden, erzeugen eine Unsicherheit bei der Vorhersage des Netzbezugs und müssen als wesentlicher Punkt in die Betrachtung einbezogen werden. Daher werden der Gesamtverbrauch und die Erzeugungsleistung zunächst separat betrachtet und schließlich miteinander kombiniert.

## 5.1 Erläuterung der Vorgehensweise

Das Vorgehen unterteilt sich in drei Schritte. Zunächst werden die Erzeugungsanlagen und der Gesamtverbrauch ausgewertet. Mithilfe von Histogrammen wird die Häufigkeit des Auftretens einzelnen Lastklassen aufgezeigt. Anschließend werden geeignete Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen (WDF) gesucht, die die Häufigkeiten der Histogramme passend beschreiben. Abschließend erfolgt die Kombination von Erzeugung und Verbrauch durch Faltung der WDF.

### 5.1.1 Erstellung der Histogramme

Die Vorgehensweise zur Auswertung der Lastgänge ist für einen exemplarischen Lastgang in Abbildung 5.1 gezeigt. Auf der linken Seite ist der Lastgang für einen Tag gezeigt. Hier ist auf der horizontalen Achse die Zeit aufgetragen, während auf der vertikalen Achse die zugehörige Leistung  $P$  aufgetragen ist. Über diese ist ein Liniennraster gelegt, das die Leistung in jeweils 10 kW starke Intervalle unterteilt. Diese Rasterung ist die Grundlage für das nebenstehende Histogramm. Dieses gibt an, wie häufig die Leistung absolut über den Betrachtungszeitraum, der hier nur einen Tag beträgt, innerhalb der jeweiligen Leistungsklassen liegt. So wird deutlich, dass die Last am häufigsten (15 Mal) zwischen 160 und 170 kW lag. Das bedeutet, dass für 15 15-Minuten-Intervalle eine Leistung zwischen 160 und 170 kW gemessen wurde. Analog sind die Werte für die übrigen Klassen zu interpretieren. Diese Methode kann auf Lastgänge beliebiger Länge für den Verbrauch und die Erzeugungsanlagen angewendet werden und ist Grundlage für die darauffolgende statistische Auswertung.

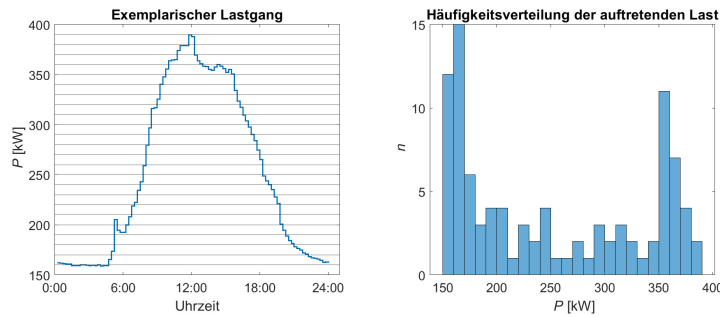


Abbildung 5.1: Vorgehen zur Erstellung der Histogramme der Lastgänge.

## 5.1.2 Fitten von Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen

Die nun vorliegenden Histogramme zeigen die Häufigkeit der auftretenden Lasten nur für den jeweils gewählten Betrachtungszeitraum. In einem weiteren Schritt werden für diese Häufigkeitsverteilungen geeignete WDF gesucht. Diese WDF sollen von den Häufigkeiten, die innerhalb des Betrachtungszeitraums auftraten, auf allgemeine Wahrscheinlichkeiten schließen. Eine WDF ordnet jeder reellen Zahl einen nichtnegativen Wert zu. Dadurch werden auch Lasten in die Betrachtung mit einbezogen, die zufällig im Betrachtungszeitraum nicht aufgetreten sind.

Eine WDF  $f$  ist im Allgemeinen eine nichtnegative Funktion, die auf den reellen Zahlen definiert ist. Sie muss integrierbar und normiert sein. Letzteres bedeutet, dass das Integral über den gesamten Definitionsbereich gleich eins ist,

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = 1. \quad (5.1)$$

Aus der WDF lässt sich die Wahrscheinlichkeitsverteilung  $Pr$  konstruieren. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein gemessener Wert im Intervall  $[a, b]$  liegt, ist

$$Pr([a, b]) = \int_a^b f(x) dx. \quad (5.2)$$

Dieses Prinzip ist exemplarisch in Abbildung 5.2 gezeigt. Die Funktion  $f(x)$  ist eine WDF über  $x$ . Für das Intervall  $[a, b]$  ist der rot eingefärbte Bereich  $Pr([a, b])$  die Wahrscheinlichkeit, dass ein Messwert in dem Intervall  $[a, b]$  liegt – in diesem Fall 68 Prozent.

Übertragen auf den Anwendungsfall dieser Arbeit bedeutet dies, dass für die erzeugte oder bezogene Leistung  $P$  eine WDF  $f(P)$  konstruiert wird. Über die Wahrscheinlichkeitsverteilung  $Pr([P_a, P_b])$  gibt diese an, mit welcher Wahrscheinlichkeit die in einem 15-Minuten-Intervall gemessene Leistung in einem beliebigen Intervall  $[P_a, P_b]$  liegt.

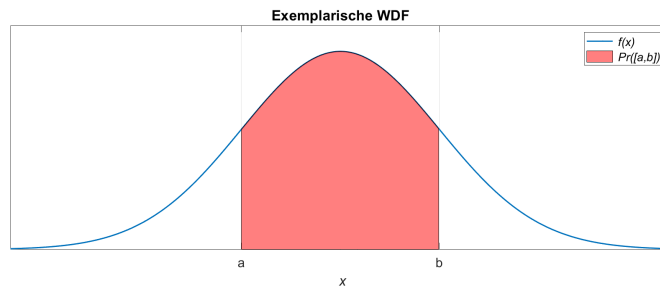


Abbildung 5.2: Zusammenhang der WDF  $f$  und der Wahrscheinlichkeitsverteilung  $Pr$ .

### 5.1.3 Faltung von Wahrscheinlichkeitsdichten

Für das Betreiben von LSK ist der Netzbezug von Interesse. Die vorherigen Schritte werden jedoch für den Gesamtverbrauch sowie die Erzeugungsleistung separat vorgenommen. Daher ist ein weiterer Schritt erforderlich, um den Gesamtverbrauch und die Erzeugungsleistung zu kombinieren. Da es sich bei dem Netzbezug um die Differenz aus Gesamtverbrauch und Erzeugungsleistung handelt, müssen die WDF über die Faltung verknüpft werden. Diese wird im Folgenden eingeführt.

Die Verteilung der Summe zweier unabhängiger Zufallsvariablen ist genau die Faltung der Verteilung der einzelnen Zufallsvariablen. Das bedeutet, dass die Faltung die Summe zweier Zufallsvariablen berücksichtigt. Für zwei Wahrscheinlichkeitsmaße  $P$  und  $Q$ , die auf den reellen Zahlen definiert sind, seien die WDF  $f_P$  und  $f_Q$ . Die Faltung der Wahrscheinlichkeitsmaße  $P$  und  $Q$  ist dann mit  $f_{P*Q} = f_P * f_Q$ :

$$f_{P*Q}(z) = \int_{\mathbb{R}} f_P(x) \cdot f_Q(z - x) dx. \quad (5.3)$$

Liegen also exemplarisch für die Zufallsvariablen  $x$  und  $y$  die WDF  $f_x(x)$  und  $f_y(y)$  vor und soll aus diesen Verteilungen die Verteilung  $f(x + y)$  der Summe der beiden Variablen gebildet werden, so gilt  $f(x + y) = f_x(x) * f_y(y)$ . Die Voraussetzung für eine Faltung dieser Art ist, dass die beiden gefalteten Funktionen stochastisch unabhängig sind.

## 5.2 Verbrauch und Erzeugung

Mithilfe der vorgestellten Methode werden der Gesamtverbrauch der Hochschule und die drei Erzeuger im Einzelnen betrachtet und anschließend kombiniert, um eine Verteilung für den Netzbezug zu erhalten.

## 5.2.1 Gesamtverbrauch

Der Gesamtverbrauch der Hochschule ist jene Leistung, die alle Verbraucher an der Hochschule gemeinsam abrufen. Gäbe es an der Hochschule keine Erzeugungsanlagen, so wäre der Gesamtverbrauch identisch dem Netzbezug.

Die Datengrundlage für den Gesamtverbrauch beträgt insgesamt 22 Monate (November 2019 bis August 2021). Jedoch muss diese stark eingegrenzt werden, denn die Leistung, die an der Hochschule verbraucht wird, unterscheidet sich stark zwischen der Vorlesungszeit und der vorlesungsfreien Zeit. In der Vorlesungszeit wird deutlich mehr Energie und Leistung benötigt als in der vorlesungsfreien Zeit und an Wochenenden. Den Unterschied verdeutlicht Abbildung 5.3. Hier ist gut die Grundlast zu erkennen, die an der Hochschule annähernd durchgängig abgerufen wird und bei etwa 150 kW liegt. An Wochenenden steigt die Last im Tagesverlauf kaum an. An Tagen innerhalb der vorlesungsfreien Zeit steigt sie zwar an, jedoch erreicht sie nur ein deutlich niedrigeres Niveau als in der Vorlesungszeit. Da für die LSK nur die höchste Last innerhalb eines Jahres von Interesse ist, werden nur die Tage innerhalb der Datengrundlage betrachtet, an denen Vorlesungen an der Hochschule stattfanden, also an denen eine große Menge an Studenten Strom an der Hochschule benötigten. Aus dem gleichen Grund werden auch Wochenenden in dieser Betrachtung für den Gesamtverbrauch nicht berücksichtigt. Ein Jahr besteht aus 28 Wochen, in denen Vorlesungen stattfinden.

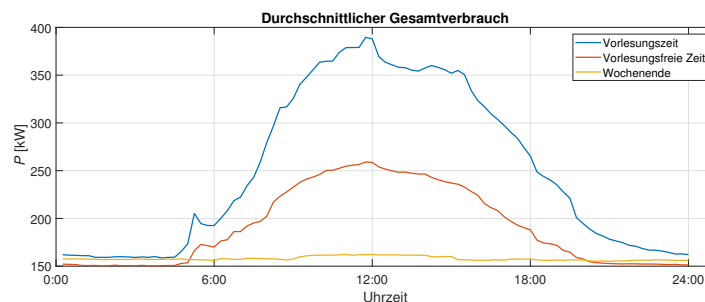


Abbildung 5.3: Durchschnittlicher Gesamtverbrauch über einen Tag für die Vorlesungszeit, die vorlesungsfreie Zeit und die Wochenenden.

Ein weiterer wichtiger Faktor für die Höhe der Last ist die Tageszeit. Während die Last nachts sehr niedrig ist, liegt sie tagsüber deutlich höher. Der typische Verlauf läuft vormittags hoch und fällt nachmittags wieder ab. Daher werden nur Datenpunkte betrachtet, deren Zeitstempel zwischen 8:00 Uhr und 16:00 Uhr liegt, da eine Lastspitze außerhalb dieser Uhrzeiten nicht zu erwarten ist.



## 5.2.2 PV-Anlage

Im Gegensatz zum BHKW und der Windkraftanlage hat die PV-Anlage die Eigenschaft, dass die von ihr erzeugte Leistung ebenfalls zyklisch im Tagesrhythmus verläuft: Die Leistung ist nachts ohne Sonnenschein gleich Null und steigt für gewöhnlich morgens an, bis sie in den Mittagsstunden ihr Maximum erreicht und über den Nachmittag wieder auf schließlich Null fällt. Dieser Verlauf ist an klaren Tagen ähnlich tageszeitabhängig wie der Gesamtverbrauch. Die Erzeugungsleistung der PV-Anlage ist damit nicht stochastisch unabhängig vom Gesamtverbrauch der Hochschule. Die eingeführte Faltung von Wahrscheinlichkeitsmaßen setzt jedoch stochastische Unabhängigkeit der beiden Verteilungen voraus, weshalb sie hier nicht angewendet werden darf. Daher wurden der Gesamtverbrauch und die PV-Anlage gemeinsam betrachtet. Dafür wurde für jedes 15-Minuten-Intervall betrachtet, welcher Gesamtverbrauch an der Hochschule vorliegt. Von diesem Gesamtverbrauch wurde die Leistung, die die PV-Anlage in diesem 15-Minuten-Intervall bereitstellt, subtrahiert. Dadurch ergibt sich für jedes 15-Minuten-Intervall der Gesamtverbrauch abzüglich der Erzeugung der PV-Anlage. In Abbildung 5.4 ist das Ergebnis dieses Vorgehens dargestellt. Hier sind an der rechten vertikalen Achse in rot die Häufigkeiten aufgetragen, mit der im Betrachtungszeitraum der Gesamtverbrauch abzüglich PV-Anlage in dem auf der horizontalen Achse aufgetragenen Bereich liegt, wobei die Klassenbreite 10 kW beträgt.

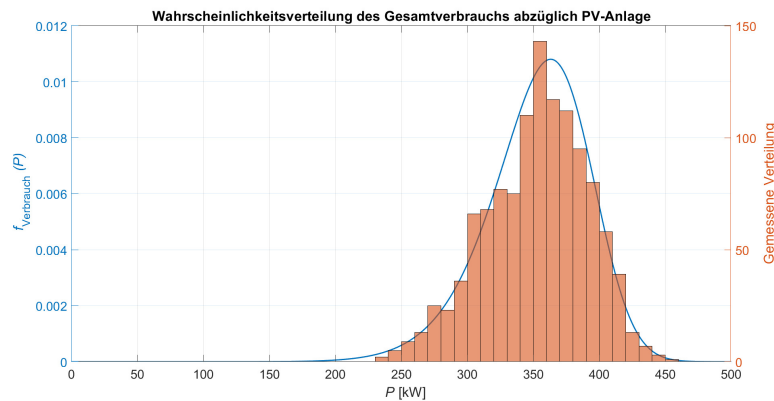


Abbildung 5.4: Gemessene Verteilungen der 15-Minuten-Intervalle bestehend aus Gesamtverbrauch abzüglich Erzeugerleistung der PV-Anlage als Histogramm (rot). Gefittet daran eine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion (blau).

Die in Abbildung 5.4 gefittete WDF ist eine Burr-Verteilung, die auf den nicht-negativen reellen Zahlen folgendermaßen definiert ist:

$$f_{\text{Verbrauch}}(P; \alpha, c, k) = \frac{\frac{kc}{\alpha} \left(\frac{P}{\alpha}\right)^{c-1}}{\left(1 + \left(\frac{P}{\alpha}\right)^c\right)^{k+1}}, \quad P > 0, \alpha > 0, c > 0, k > 0. \quad (5.4)$$

Dabei sind  $c$  und  $k$  die Formparameter und  $\alpha$  ist der Skalenparameter. Für den betrachteten Fall wurden die Parameter  $\alpha = 442,913$ ,  $c = 11,3301$  und  $k = 8,57346$  mithilfe der MATLAB-Funktion `fitdist` ermittelt.

Die Abbildung zeigt, dass Lasten im Bereich von 350 bis 400 kW am häufigsten auftraten. Für die spätere Betrachtung wird besonders interessant werden, dass die gemessenen Werte sich bis in den Bereich von 450 bis 460 kW erstrecken, da diese besonders hohen Lasten durch die LSK gekappt werden sollen. Die gefittete WDF ist leicht linksschief, also nicht symmetrisch.

### 5.2.3 Windkraftanlage

Im Gegensatz zur PV-Anlage kann die Windkraftanlage als stochastisch unabhängig vom Gesamtverbrauch der Hochschule betrachtet werden, da die erzeugte Leistung unabhängig von der Tageszeit ist. Es werden also uneingeschränkt alle 15-Minuten-Intervalle des Betrachtungszeitraums in die Untersuchung mit einbezogen - unabhängig von Jahres- und Tageszeit. Die Daten wurden analog zum obigen Vorgehen ausgewertet und das Ergebnis ist in Abbildung 5.5 dargestellt.

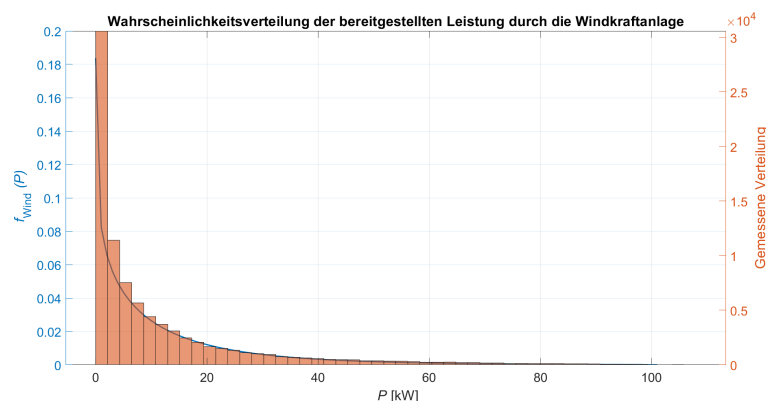


Abbildung 5.5: Gemessene Verteilungen der 15-Minuten-Intervalle für die Erzeugungsleistung der Windkraftanlage (rot). Gefittet daran eine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion (blau).

Die verwendete Verteilung ist ein Weibull-Verteilung, deren allgemeine Form

$$f_{\text{Weibull}}(P; a, b) = \frac{b}{a} \left( \frac{P}{a} \right)^{b-1} e^{-(P/a)^b} \quad (5.5)$$

auf den nicht-negativen reellen Zahlen definiert ist. Die Fitparameter sind in diesem Fall  $a = 12,0696$  und  $b = 0,82176$ . Diese Verteilung unterschätzt jedoch die Wahrscheinlichkeit, dass die Windkraftanlage gar keine Leistung erzeugt; diese beträgt laut ausgewerteten Daten 18,37 Prozent. An der Stelle  $P = 0$  kW wurde da-

her anstelle der Verteilung ein Delta-Peak mit der Höhe 0,1837 eingefügt und die entstehende Verteilung wurde so normiert, dass das Integral über den gesamten Definitionsbereich Eins ergibt, es wurde also eine zusammengesetzte Dichtefunktion geschaffen.

Der hier eingeführte Delta-Peak basiert auf der Diracschen Delta-Distribution. Für diese gelten die Eigenschaften [15]

$$\delta(x) = 0 \text{ falls } x \neq 0 \text{ und } \int_{-\infty}^{\infty} \delta(x) = 1 . \quad (5.6)$$

Anschaulich und als WDF betrachtet gibt die Delta-Distribution also die WDF für ein Experiment an, dessen Ergebnis mit 100-prozentiger Wahrscheinlichkeit in einem infinitesimal kleinen Intervall um den Wert  $x = 0$  liegt. Durch Multiplikation mit 0,1837 kann dies an die gewünschten 18,37 Prozent angepasst werden.

Die resultierende WDF für die Erzeugungsleistung der Windkraftanlage ist demnach

$$f_{\text{Wind}}(P; a, b) = 0,1837 \cdot \delta(P) + (1 - 0,1837) \cdot \left( \frac{b}{a} \left( \frac{P}{a} \right)^{b-1} e^{-(P/a)^b} \right) . \quad (5.7)$$

## 5.2.4 Blockheizkraftwerk

Das BHKW stellt in dieser Betrachtung einen Sonderfall dar. Im Gegensatz zu Gesamtverbrauch, PV- und Windkraftanlage kann die Erzeugungsleistung des BHKW nicht durch eine stetige Funktion genähert werden, denn das BHKW wird nur in einem von zwei Zuständen betrieben: Entweder läuft es mit der vollen Leistung und speist somit 100 kW ein. Oder aber es fällt aus, womit die gesamte Leistung wegbricht und die vom BHKW eingespeiste Leistung auf 0 kW fällt. Um diesem Umstand Sorge zu tragen, wurde in diesem Fall nicht versucht, für die gemessenen Werte eine geeignete Fit-Funktion zu finden. Stattdessen wurden alle vorhandenen 15-Minuten-Intervalle unterteilt in die Kategorien *an* oder *aus*, mit den entsprechenden Leistungen von 100 kW oder 0 kW. Das Verhältnis, in dem diese beiden Zustände im Betrachtungszeitraum auftraten wird im Folgenden als die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten der beiden Zustände angesehen. Das Ergebnis dieses Vorgehens ist in Abbildung 5.6 dargestellt.

Für die WDF wurden zwei Delta-Peaks bei 0 kW und bei 100 kW gesetzt. Der Peak bei 0 kW ist gewichtet mit 0,0450. Der Peak bei 100 kW ist gewichtet mit 0,9550.

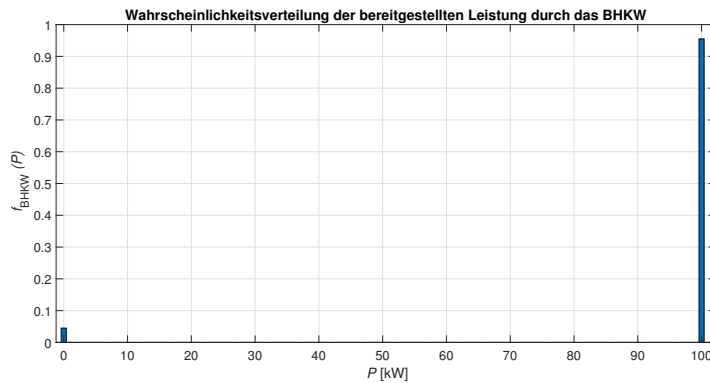


Abbildung 5.6: Verhältnis der Zustände *an* (100 kW) und *aus* (0 kW) des BHKW.

Die entsprechende Verteilung ist

$$f_{\text{BHKW}}(P) = 0,045 \cdot \delta(P) + 0,955 \cdot \delta(P - 100) \quad (5.8)$$

und ist ebenfalls eine WDF, da sie alle Kriterien (nichtnegativ, integrierbar, normiert) erfüllt. Zu beachten ist, dass in Abbildung 5.6 nicht die genannte WDF angegeben ist, sondern das Verhältnis der Zustände.

Das BHKW läuft demnach den Großteil der Zeit mit voller Leistung und reduziert somit den Netzbezug um 100 kW. In etwa fünf Prozent der 15-Minuten-Intervalle fällt die Leistung des BHKW jedoch komplett weg, was starke Auswirkungen auf den Netzbezug der Hochschule hat. Fällt daher ein Ausfall des BHKW mit einer Zeit hoher Last zusammen, kann dies zu einer sehr hohen Lastspitze führen. Das folgende Vorgehen wird versuchen, das Risiko eines solchen Zusammentreffens eines BHKW-Ausfalls mit einer hohen Last zu bestimmen.

## 5.3 Kombination der Wahrscheinlichkeitsmaße

Im folgenden Abschnitt werden die WDF für Verbrauch und Erzeugung über die Faltung miteinander kombiniert.

### 5.3.1 Wahrscheinlichkeitsdichte des Netzbezugs

Ziel dieser Betrachtung ist das Ermitteln einer WDF für den Netzbezug. Hierfür muss mithilfe der Gleichung (5.3) die Funktion (5.4) zunächst mit der Funktion (5.8) und anschließend das Ergebnis mit der der Funktion (5.7) verknüpft werden, wobei die Reihenfolge der ersten und zweiten Faltung irrelevant ist, da die zugrundeliegenden Zufallsvariablen stochastisch unabhängig sind. Dabei werden die Definitionsbereiche so erweitert, dass für alle bisher auf den reellen Zahlen nicht definierten

Werte ein Funktionswert von Null definiert wird. Außerdem müssen die Leistungen der Erzeuger als negativ betrachtet werden, da der Netzbezug die Differenz aus Gesamtverbrauch und Erzeugung ist. Die WDF  $f_{\text{Netz}}$  für den Netzbezug ergibt sich also aus

$$f_{\text{Netz}} = f_{\text{Wind}}(-P) * (f_{\text{BHKW}}(-P) * f_{\text{Verbrauch}}(P)) , \quad (5.9)$$

wobei  $P$  die Leistung darstellt. Das Ergebnis dieser Faltung ist in Abbildung 5.7 zu sehen.

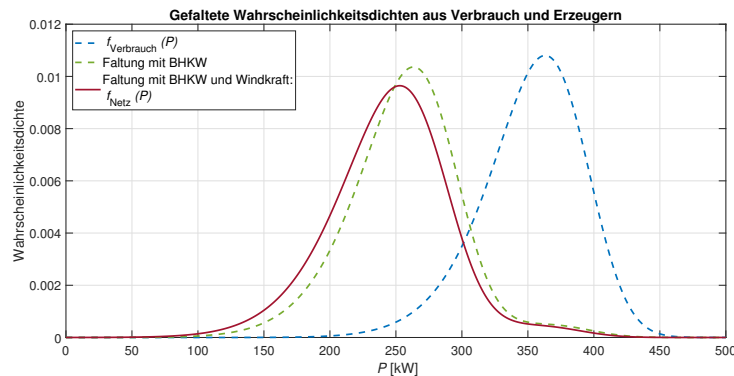


Abbildung 5.7: Ergebnis der Faltung im starkem rot. Die gestrichelten Plots zeigen die Verläufe vor der jeweiligen Faltung.

Deutlich zu erkennen ist, dass mit jeder Faltung die Dichtefunktion breiter und nach links verschoben wird. Anschaulich ist dies damit zu erklären, dass die Erzeugungsanlagen den Netzbezug um bis zu 100 kW herabsetzen können, das Ausmaß dieser Herabsetzung jedoch variabel ist. Besonders deutlich wird der Einfluss des BHKW: Die Dichtefunktion wird fast vollständig, also zu 95,5 Prozent um 100 kW nach links verschoben. Die restlichen 4,5 Prozent der Wahrscheinlichkeitsdichte werden nicht verschoben und repräsentieren die Intervalle, in denen das BHKW keine Leistung bereitstellt. Der Einfluss der Windkraftanlage auf den Netzbezug ist weniger stark, aber auch hier ist zu erkennen, dass die Funktion leicht breiter, flacher und nach links verschoben wird. Dies ist mit der Wahrscheinlichkeitsdichte der Windkraftanlage zu erklären, dessen Verlauf streng monoton fallend ist und damit vor allem Werte nahe bei Null vorkommen.

Die erhaltene WDF  $f_{\text{Netz}}(P)$  aus Abbildung 5.7 ist Grundlage für das weitere Vorgehen. An dieser kann abgelesen werden, mit welcher Wahrscheinlichkeit  $Pr$  der Netzbezug eines 15-Minuten-Intervalls in ein beliebiges Leistungsintervall  $[P_a, P_b]$  fällt, also

$$Pr ([P_a, P_b]) = \int_{P_a}^{P_b} f_{\text{Netz}}(P) dP , \quad (5.10)$$

wobei  $Pr$  die Wahrscheinlichkeit bezeichnet, während  $P$  die Leistung ist. Daraus soll nun bestimmt werden, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine bestimmte Last innerhalb eines Jahres die Spitzenlast darstellt.

### 5.3.2 Von der Wahrscheinlichkeitsdichte zur Spitzenlast

Im nun folgenden Vorgehen wird aus der Funktion  $f_{\text{Netz}}$  eine WDF für die Spitzenlast innerhalb eines Jahres hergeleitet. Diese WDF wird mit  $s(P_0)$  bezeichnet.

Zunächst sei die Funktion  $F_{\text{Netz}}(P_0)$  definiert. Dabei handelt es sich um die Verteilungsfunktion zur WDF  $f_{\text{Netz}}(P)$ . Als Verteilungsfunktion wird eine Funktion bezeichnet, die einem Wert, in diesem Fall  $P_0$ , die Wahrscheinlichkeit zuordnet, dass die zugehörige Zufallsvariable kleiner oder gleich diesem Wert ist. In diesem Fall gibt sie an, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Last innerhalb eines 15-Minuten-Intervalls kleiner oder gleich der Leistung  $P_0$  ist. Demnach muss das Integral über die Funktion  $f_{\text{Netz}}(P)$  von  $-\infty$  bis  $P_0$  ausgewertet werden. Es gilt also

$$F_{\text{Netz}}(P_0) = \int_{-\infty}^{P_0} f_{\text{Netz}}(P) dP. \quad (5.11)$$

Diese Funktion ist in Abbildung 5.8 gezeigt.

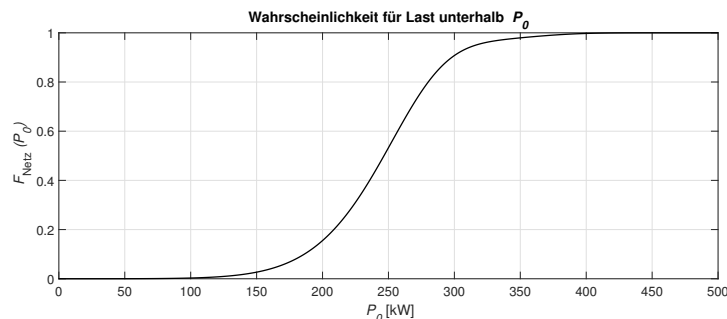


Abbildung 5.8: Verteilungsfunktion  $F_{\text{Netz}}(P_0)$ , die die Wahrscheinlichkeit angibt, dass der Netzbezug für ein 15-Minuten-Intervall kleiner oder gleich  $P_0$  ist.

Aus dem Wissen, mit welcher Wahrscheinlichkeit der Netzbezug in Höhe von  $P_0$  für ein einziges 15-Minuten-Intervall nicht überschritten wird, kann bestimmt werden, mit welcher Wahrscheinlichkeit der Wert  $P_0$  über eine Spanne von  $N$  Intervallen nicht überschritten wird. Für jedes einzelne dieser Intervalle ist die Wahrscheinlichkeit, dass  $P_0$  nicht überschritten wird,  $F_{\text{Netz}}(P_0)$ . Demnach ist die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Wert über eine Spanne von  $N$  Intervallen nicht überschritten wird,  $[F_{\text{Netz}}(P_0)]^N$ . Dieses Prinzip ist in Abbildung 5.9 veranschaulicht. Die Wahrscheinlichkeit dafür, dass in  $N$  aufeinanderfolgenden Intervallen die Last  $P$  den Wert  $P_0$

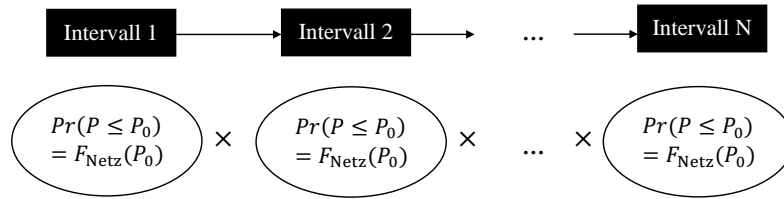


Abbildung 5.9: Veranschaulichung der Berechnung der Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von  $N$  aufeinanderfolgenden Intervallen mit einer Last  $P \leq P_0$ .

nicht übersteigt, ist demnach mit einer  $N$ -fachen Aufmultiplikation des entsprechenden Wertes der Verteilungsfunktion  $F_{\text{Netz}}(P_0)$  verbunden.

Dementsprechend sei für jedes beliebige  $P_0$  die Funktion  $S(P_0)$  definiert als

$$S(P_0) = [F_{\text{Netz}}(P_0)]^N \quad (5.12)$$

Im betrachteten Fall ist  $N = 4.480$ , da 28 Wochen zu je fünf Tagen betrachtet werden, die zwischen 8:00 Uhr und 16 Uhr jeweils 32 15-Minuten-Intervalle aufweisen.

Die Funktion  $S(P_0)$  ist in Abbildung 5.10 dargestellt und zeigt, mit welcher Wahrscheinlichkeit der Wert  $P_0$  innerhalb eines Jahres nicht überschritten wird. Hier zeigt sich, dass die Spitzenlast innerhalb eines Jahres mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit über 400 kW liegt. Im Bereich zwischen 400 kW und 480 kW steigt die Funktion stärker an, bis sie schließlich sehr nahe bei 1 liegt. Im weiteren Verlauf konvergiert sie gegen 1. Das bedeutet, dass die Spitzenlast mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit unterhalb von 480 kW liegt.

Die Bezeichnung  $S(P_0)$  rührt daher, dass die Funktion  $S(P_0)$  die Verteilungsfunktion der Zufallsvariablen  $P_{\text{Spitze}}$ , also der Spitzenlast eines Jahres, darstellt und damit die gesuchte WDF  $s(P_0)$  aus ihr hergeleitet werden kann. In diesem Fall ordnet die Funktion  $S(P_0)$  dem Wert  $P_0$  die Wahrscheinlichkeit zu, dass die Spitzenlast innerhalb eines Jahres kleiner oder gleich ebendiesem Wert  $P_0$  ist.

Die Verteilungsfunktion  $S$  hängt mit der WDF  $s$  folgendermaßen zusammen:

$$S(P_0) = \int_{-\infty}^{P_0} s(P'_0) dP'_0. \quad (5.13)$$

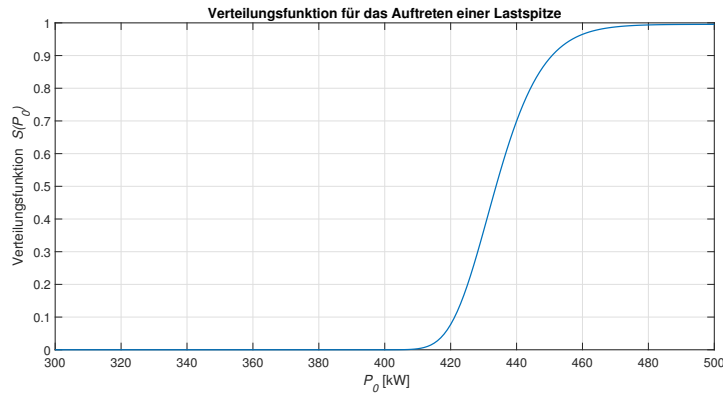


Abbildung 5.10: Verteilungsfunktion für die Lastspitze  $P_0$ .

Da die Differentiation die Umkehroperation der Integration ist, lässt sich aus der Verteilungsfunktion  $S(P_0)$  die WDF  $s(P_0)$  folgendermaßen konstruieren:

$$s(P_0) = \frac{dS(P_0)}{dP_0} \quad (5.14)$$

Durch Ableiten der Verteilungsfunktion  $S(P_0)$  entsteht also die WDF  $s(P_0)$ . Sie ordnet jedem beliebigen Intervall  $[P_{0a}, P_{0b}]$  zu, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Spitzenlast innerhalb eines Jahres in dieses Intervall fällt. Diese Funktion ist in Abbildung 5.11 dargestellt.

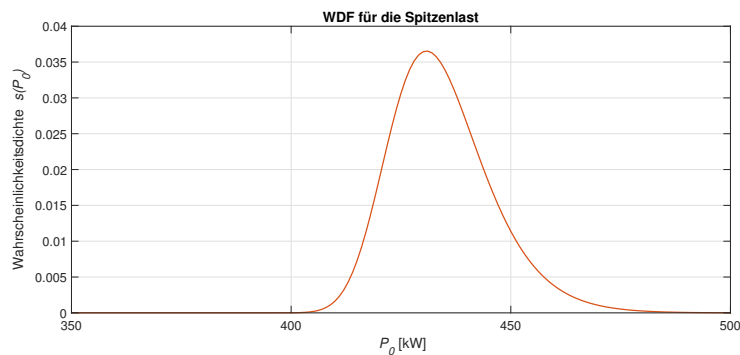


Abbildung 5.11: Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für die Spitzenlast innerhalb eines Jahres.

Mithilfe dieser Dichtefunktion kann der Erwartungswert  $\mathbb{E}(P_{\text{Spitze}})$  für die Spitzenlast berechnet werden:

$$\begin{aligned} \mathbb{E}(P_{\text{Spitze}}) &= \int_0^{\infty} P_0 \cdot s(P_0) dP_0 \\ &= 432 \text{ kW} . \end{aligned} \quad (5.15)$$

Dieser wurde mithilfe der allgemeinen Formel zur Berechnung des Erwartungswerts aus WDF bestimmt. Demnach ist im jährlichen Durchschnitt mit einer Spitzenlast



in Höhe von 432 kW zu rechnen.

## 5.4 Überblick

In diesem Kapitel wurde eines der beiden zentralen Forschungsergebnisse dieser Arbeit hergeleitet. Mithilfe von Wahrscheinlichkeitsdichten für die Erzeugung und den Verbrauch an der Hochschule wurde über eine Faltung die Wahrscheinlichkeitsdichte für die über ein 15-minütiges Intervall aus dem Netz bezogene Leistung erstellt. Mithilfe dieser WDF konnte wiederum berechnet werden, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Spitzenlast  $P_{\text{Spitze}}$  innerhalb eines Jahres in ein beliebiges Intervall  $[P_{0a}, P_{0b}]$  fällt. Dies ist in der Funktion  $s(P_0)$  festgehalten.



# 6 Modellierung und Simulation des Batteriespeichers

Um eine Handlungsempfehlung für den optimalen Betrieb des Batteriespeichers aussprechen zu können, werden in dem nun folgenden zweiten Schritt zunächst aus der Datengrundlage synthetische Lastgänge an der Hochschule erstellt. Anhand dieser synthetischen Lastgänge wird anschließend mithilfe eines LSK-Algorithmus der Betrieb des Energiespeichers simuliert. Diese Simulationen liefern für ihren jeweiligen Lastgang ein Ergebnis dafür, ab welcher aus dem Netz bezogenen Leistung der Energiespeicher für einen optimalen Betrieb hinzugeschaltet werden sollte, um die Last zu kappen. Durch das Durchführen einer großen Anzahl von Simulationen wird anschließend ermittelt, welche Kappung  $\Delta P$  angepeilt werden sollte, um die größten Kostenreduktionen zu erreichen.

## 6.1 Durchführen der Simulationen

Zunächst wurden die Daten zum Netzbezug in der Vorlesungszeit an der Hochschule betrachtet. Im Gegensatz zum vorangegangenen Kapitel werden nun jedoch konkrete Zeitreihen betrachtet. Anhand des typischen Verlaufs der Lastgänge an der Hochschule wurden synthetische Lastgänge erstellt, um die Datengrundlage der realen Verläufe zu erweitern. Mithilfe dieser Lastgänge soll nun ermittelt werden, ob und wie stark die Höhe einer Lastspitze die Menge an eingesparter Leistung beeinflusst. Dies wurde ermittelt, indem ein Algorithmus zum Kappen der Lastspitzen entworfen wurde, der gleichzeitig ermittelt, bei welcher Grenze die aus dem Netz bezogene Leistung gekappt werden sollte, um für einen vorliegenden Verlauf die optimalen Ergebnisse zu erzielen.

Die synthetischen Lastgänge wurden durch zufällige Rekombination der einzelnen Werte der bestehenden Lastgänge gebildet. Genauer wurde für jedes 15-Minuten-Intervall an Vorlesungstagen betrachtet, zu welcher Uhrzeit es auftrat. Diese Lasten wurden dann nach der Uhrzeit gruppiert und durch zufällige Auswahl für jede Uhrzeit ein neuer Lastgang erstellt. Dabei wurde neben dem Netzbezug auch in Betracht bezogen, ob das BHKW zum gewählten Zeitpunkt Leistung bereitstellte oder nicht. Außerdem wurde die Erzeugungsleistung der PV- und der Windkraftanlage mit

einbezogen. So wurde die Leistung dieser Anlagen variiert, also der jeweilige Datenpunkt um eine bestimmte Leistung erhöht oder verringert, wobei die Wahrscheinlichkeiten des vorherigen Kapitels als Grundlage verwendet wurden. So wurden zum Beispiel Ausfälle des BHKW für Datenpunkte simuliert, an denen eigentlich kein Ausfall stattfand.

### 6.1.1 LSK-Algorithmus

Es wurde ein Algorithmus entworfen, der für einen beliebigen Lastgang eine LSK durchführt. Eingegeben in den Algorithmus werden der Lastgang  $P(n)$ , der jedem Datenpunkt  $n$  die zugehörige Last zuweist, und die gewünschte Grenze  $P_{\text{Grenze}}$ . Ausgegeben wird der neue, gekappte Lastgang  $P_{\text{neu}}(n)$ . Der Algorithmus ist als Flussdiagramm in Abbildung 6.1 skizziert. Neben dem eingegebenen Lastgang und der gewünschten Grenze setzt der Algorithmus zu Beginn den Wert  $n$  auf 1 und den *SOC* des Speichers auf 94%, der Speicher ist also im Ausgangszustand vollständig im zulässigen Rahmen geladen. Der eigentliche Algorithmus prüft dann, ob der  $n$ -te Leistungswert des Lastgangs  $P(n)$  oberhalb der festgelegten Grenze  $P_{\text{Grenze}}$  liegt. Auf dieser Basis wird eine Fallunterscheidung getroffen:

1. Die Leistung liegt oberhalb der Grenze ( $P(n) > P_{\text{Grenze}}$ ): Sofern der *SOC* des Speichers über 11 Prozent liegt, wird dieser entladen und zwar mit der Differenz aus  $P(n)$  und  $P_{\text{Grenze}}$ . Liegt dieser Wert oberhalb von 100 kW wird der Speicher mit den maximal möglichen 100 kW entladen. Liegt der *SOC* jedoch unterhalb von 11 Prozent wird der Speicher nicht entladen.
2. Die Leistung liegt unterhalb (oder gleich) der Grenze ( $P(n) \leq P_{\text{Grenze}}$ ): Beträgt der *SOC* weniger als 94 Prozent, so wird der Speicher mit der Differenz aus  $P_{\text{Grenze}}$  und  $P(n)$  aufgeladen. Ist dieser Wert größer als 100 kW, so wird der Speicher mit den maximal möglichen 100 kW aufgeladen.

Dabei wird sichergestellt, dass der *SOC* des Speichers auch innerhalb eines Intervalls nicht aus dem zulässigen Bereich läuft. Anschließend wird der Wert  $n$  um 1 erhöht, sofern der Wert  $P(n+1)$  existiert, und die Fallunterscheidung startet erneut, sodass der nächste Punkt des Lastgangs ausgewertet wird. Außerdem wird der *SOC* des Speichers auf das neue Niveau, das bei Entladung oder Aufladung entstanden ist, festgelegt. Der gekappte Lastgang  $P_{\text{neu}}(n)$  ist der Lastgang  $P(n)$  abzüglich der Entlade- oder Aufladeleistung des Speichers an der Stelle  $n$ .

Um mithilfe dieses Algorithmus die optimale Grenze für einen bekannten Lastgang zu bestimmen, wird untersucht, ob die Batterie den Lastgang um 1 kW kappen kann. Ist dies der Fall (was sehr wahrscheinlich ist), so wird die angepeilte Grenze

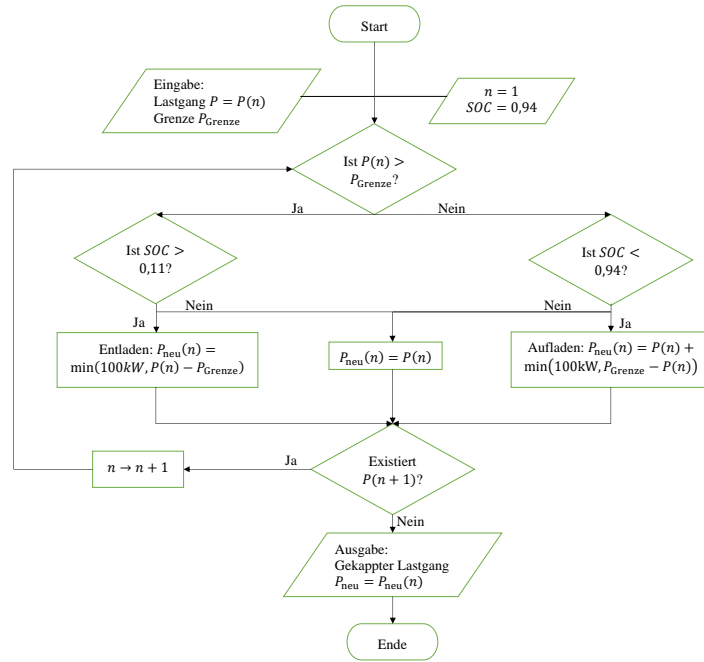


Abbildung 6.1: Flussdiagramm zum Ablauf des Algorithmus, der das Peak Shaving an einem bekannten Lastgang durchföhrt.

$P_{\text{Grenze}}$  um ein kW gesenkt und der Algorithmus erneut durchlaufen. Diese Schrittweise Senkung der angepeilten Grenze wird so lange wiederholt, bis der Speicher den Lastgang nicht mehr auf die angepeilte Grenze kappen kann, da er zuvor seine komplette gespeicherte Energie entlädt. Als optimale Grenze für diesen Lastgang wird demnach die tiefste Grenze identifiziert, bei der die Kappung noch erfolgreich war. An einem exemplarischen Lastgang ist das Ergebnis dieses Vorgehens in Abbildung 6.2 gezeigt. Hier wurde der Lastgang  $P(n)$  auf die optimale Grenze  $P_{\text{Grenze}}$  gekappt, sodass der Lastgang  $P_{\text{neu}}(n)$  entsteht. Die rot eingezeichnete Fläche zeigt die insgesamt aus dem Batteriespeicher entnommene Energie. Die grüne Fläche zeigt die durch die anschließende Aufladung in den Speicher zurückgeführte Energie. Darunter ist der zeitliche Verlauf der im Speicher noch vorhandenen Energie gezeigt.

Dieser Algorithmus wurde auf insgesamt 10.000 (synthetische) Lastgänge angewendet, um statistisch belastbare Daten zu erhalten. Um die jeweils gekappte Leistung  $\Delta P$  zur ermitteln, wurde für jeden Lastgang die maximale Last des gekappten Lastgangs von der maximalen Last des ursprünglichen Lastgangs subtrahiert. Um zu ermitteln, ob die Menge der gekappten Last  $\Delta P$  von der ursprünglichen Spitzenlast  $P_{\text{Spitze}}$  abhängt, wurde in Abbildung 6.3 die gekappte Leistung über die ursprüngliche Spitzenlast aufgetragen. In dieses Diagramm wurden dann alle 10.000 Simulationsergebnisse eingetragen und die ursprüngliche, nicht gekappte Spitzenlast wurde in Klassen von jeweils 10 kW unterteilt. Für jede Klasse wurde zudem die durchschnitt-

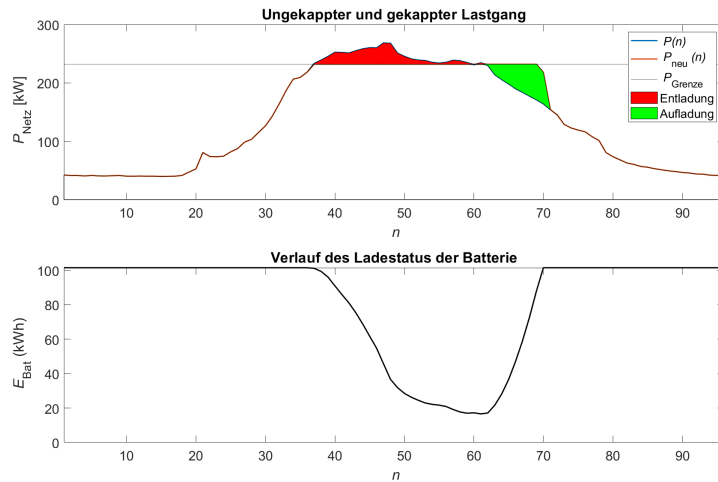


Abbildung 6.2: Exemplarischer Lastgang  $P(n)$  und zugehöriger gekappter Lastgang  $P_{\text{neu}}(n)$ .

lich gekappte Leistung mit einem roten Balken markiert.

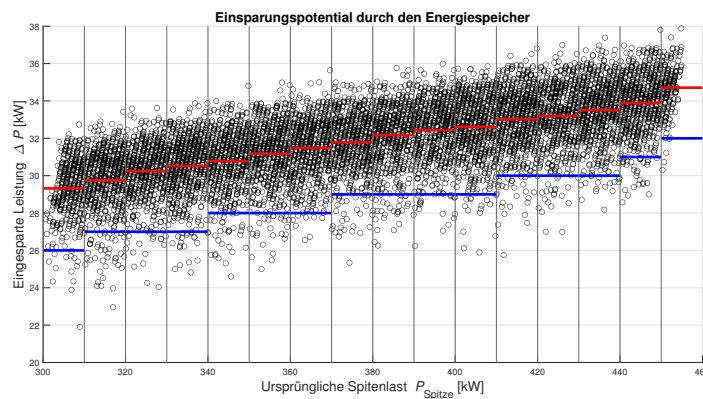


Abbildung 6.3: Simulationsergebnisse der eingesparten Leistung  $\Delta P$  in Abhängigkeit von der ursprünglichen Spitzenlast  $P_{\text{Spitze}}$ .

Deutlich zu erkennen ist, dass die durchschnittlich gekappte Leistung mit der Höhe der Spitzenlast ansteigt. Für Lastgänge mit einer höheren Lastspitze kann also mit einer vermehrten Einsparung gerechnet werden. Eine Begründung hierfür könnte sein, dass sehr hohe Lastspitzen tendenziell von geringerer Dauer sind und somit der Energiespeicher nur für eine kürzere Zeit Leistung bringen muss. Dahingegen sind niedrigere Lastspitzen wahrscheinlich häufiger in einem flacheren Verlauf zu finden, wo der Batteriespeicher über eine längere Zeit Leistung bereitstellen muss.

## 6.2 Ermittlung der erwarteten Einsparung

Für jede Klasse wurde zusätzlich das Maximum des Erwartungswerts der eingesparten Leistung mit blauen Balken markiert. Das bedeutet, dass für jeden Wert  $\Delta P$

innerhalb einer Klasse der Erwartungswert für die Leistung bestimmt wurde, die bei Anpeilen einer Kappung um  $\Delta P$  erreicht wird. Die Herleitung dieses Wertes ist im Folgenden kurz erläutert.

Für jede beliebige Einsparung  $\Delta P$  wird betrachtet, wie viele Datenpunkte  $m(\Delta P)$  innerhalb der Klasse oberhalb von  $\Delta P$  liegen und wie viele Datenpunkte  $M$  insgesamt in dieser Klasse liegen und aus diesen beiden Werten das Verhältnis  $m(\Delta P)/M$  gebildet. Als einfaches Beispiel sei  $\Delta P = 1 \text{ kW}$  vorgestellt: Die Simulationsergebnisse zeigen, dass jeder Lastgang um mehr als 1 kW gekappt werden konnte. Demnach ist in diesem Fall  $m(\Delta P = 1 \text{ kW}) = M$ , also ist  $\frac{m(\Delta P=1 \text{ kW})}{M} = 1$ , also 100 Prozent. Wird demnach eine Kappung um  $\Delta P = 1 \text{ kW}$  angepeilt, so kann mit einer Einsparung in Höhe von 1 kW gerechnet werden. Wählt man das Gegenteil – eine Einsparung um 100 kW – so zeigen die Ergebnisse, dass dies in 0 Prozent der Fälle möglich war und der Erwartungswert beträgt 0 kW.

Durch diese Betrachtung kann ermittelt werden, bei welcher angepeilten Kappung tatsächlich mit der durchschnittlich größtmöglichen Kappung zu rechnen ist. Die allgemeine Form der beschriebenen Berechnung ist

$$\mathbb{E}(P_{\text{Einsparung}}) = \frac{m(\Delta P)}{M} \cdot \Delta P . \quad (6.1)$$

In Abbildung 6.3 wird deutlich, dass das Maximum dieses Werts mit der Höhe der ungekappten Lastspitzen ansteigt. So liegt er im Bereich von 370 kW bis 410 kW bei  $\Delta P = 29 \text{ kW}$ . Im Bereich von 410 kW bis 440 kW liegt es bei  $\Delta P = 30 \text{ kW}$  und im Bereich von 440 kW bis 450 kW bei  $\Delta P = 31 \text{ kW}$ . Für den im vorherigen Kapitel als besonderes interessant identifizierten Bereich zwischen 430 und 440 kW sind alle Erwartungswerte in Abbildung 6.4 gezeigt. Das Maximum liegt bei  $\Delta P = 30 \text{ kW}$ , wobei hier die tatsächlich erwartete Einsparung bei 29,4 kW liegt. Die Abweichung ist damit zu begründen, dass der Fall eintreten kann, in dem die angepeilte Grenze nicht gehalten werden kann und die LSK nicht erfolgreich ist. Da der Erwartungswert das Risiko dieser Fälle einbezieht, liegt der Erwartungswert der tatsächlich gekappten Leistung unter der angepeilten.

## 6.3 Übersicht

In diesem Schritt wurde untersucht, in welchem Ausmaß sich die zu erwartenden Lastspitzen mithilfe des vorhandenen Batteriespeichers kappen lassen. Mithilfe der simulierten Lastgänge wurde ermittelt, dass mit dem Auftreten höherer Lastspitzen auch mit größeren Einsparungen zu rechnen ist. Diese Erkenntnis muss nun auf

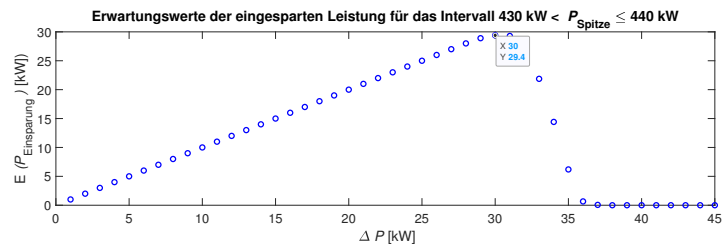


Abbildung 6.4: Erwartete tatsächliche Kappung in Abhängigkeit der angepeilten Kappung für die Klasse  $430 \text{ kW} \leq P_{\text{Spitze}} \leq 440 \text{ kW}$  aus Abbildung 6.3.

die in Kapitel 5 prognostizierten Spitzenlasten übertragen werden, was in einer Handlungsempfehlung sowie der monetären Betrachtung mündet, die im nächsten Kapitel dargelegt werden.



# 7 Handlungsempfehlung und monetäre Betrachtung

Die beiden vorangegangenen Schritte müssen nun in einem letzten Schritt kombiniert werden, um daraus eine Handlungsempfehlung für die Hochschule aussprechen zu können. Da die LSK stets aus einer finanziellen Motivation heraus betrieben wird, wird im Folgenden auch eine monetäre Betrachtung vorgenommen, auf der die Handlungsempfehlung fußt. Außerdem wird betrachtet, wie sich die Situation innerhalb der nächsten Jahre verändern könnte.

## 7.1 Festlegen der optimalen Grenze

In Kapitel 5 wurde prognostiziert, dass der Erwartungswert der Spitzenlast innerhalb eines Jahres bei 432 kW liegt. Die Berechnungen in Kapitel 6 sagen voraus, dass bei einer Spitzenlast von 432 kW das Anpeilen einer Kappung der Spitzenlast um 30 kW das Optimum aus Risiko und Nutzen darstellt, während im Durchschnitt mit Einsparungen in Höhe von 29,4 kW gerechnet werden kann.

Als Resultat aus diesen beiden Ergebnissen wird empfohlen, **die Grenze für die LSK auf 402 kW festzulegen**. Ab dieser Schwelle sollte die Batterie den Netzbezug kappen und selber Leistung für die Hochschule bereitstellen. Unterhalb dieser Schwelle sollte der Batteriespeicher aus dem Netz aufgeladen werden, sofern sein SOC unterhalb von 94 Prozent liegt, allerdings maximal mit einer Leistung, die den Netzbezug nicht über die Grenze steigen lässt.

## 7.2 Monetäre Betrachtung

Im Folgenden werden die monetären Auswirkungen dieser Handlungsempfehlung auf die Netzentgelte an der Hochschule anhand der Kapitalwertmethode analysiert.

Im Rahmen des Modells wurde empfohlen, die Grenze für die LSK auf 402 kW festzulegen, wobei mit einer Kappung in Höhe von durchschnittlich 29,4 kW gerechnet werden kann. Wie bereits bekannt sind die eingesparten Kosten proportional

zur eingesparten Leistung; und zwar über der Proportionalitätsfaktor  $K_P$  – dem Leistungsentgelt. Aus Tabelle 4.2 ergibt sich  $K_P = 16,49$  EUR/kW, da die Benutzungsdauer der Hochschule im vorausgegangenen Jahr unter 2.500 Stunden lag.

Der Kapitalwert ist eine Kennzahl aus der betriebswirtschaftlichen Investitionsrechnung. Er stellt getätigte und erwartete Zahlungsflüsse ( $CF$  für Cash Flow), die zu unterschiedlichen Zeitpunkten getätigt werden, gegenüber. Dabei erfolgt eine Abzinsung aller Zahlungsflüsse auf einen festen Zeitpunkt, in diesem Fall auf das Jahr 2021. Gemeinsam mit dem verwendeten Kalkulationszinssatz  $i$  bedeutet dies, dass der nominale Wert von Cash Flows, die zum Zeitpunkt  $t$  stattfinden, um den Faktor  $(1 + i)^{-t}$  abgezinst werden, um den realen aktuellen Wert dieses zukünftigen Cash Flows zu bestimmen. Diese Methode trägt Sorge dafür, dass der Zeitwert des Geldes berücksichtigt wird. Demnach ist ein Cash Flow umso höher zu bewerten, je früher er stattfindet. Der Kalkulationszinssatz quantifiziert, wie stark der Wert zukünftiger Cash Flows abnimmt und ist branchenspezifisch. Die Investitionskosten werden dabei dem Zeitpunkt  $t = 0$  zugeordnet. Die allgemeine Formel zur Berechnung des Kapitalwerts (NPV für Net Present Value) über einen Investitionszeitraum von  $T$  Jahren mit einem Kalkulationszinssatz  $i$  ist

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1 + i)^t} \quad (7.1)$$

Die Cash Flows bezeichnen in diesem Fall eingesparte Kosten. Das bedeutet, dass es nicht tatsächlich zu einem positiven Zahlungsfluss für die Hochschule kommt. Stattdessen werden Kosten in Höhe des Cash Flows eingespart. Dieses Prinzip ist in Abbildung 7.1 für das Vergleichsjahr 2021 gezeigt. Der blaue Bereich zeigt das Leistungsentgelt nach erfolgter LSK, das sich in diesem Fall auf  $402,6 \text{ kW} \cdot 16,49 \frac{\text{EUR}}{\text{kW}} = 6.639,87 \text{ EUR}$  beläuft. Der rote Bereich zeigt die durch die Kappung prognostizierten gesparten Ausgaben, also  $29,6 \text{ kW} \cdot 16,49 \frac{\text{EUR}}{\text{kW}} = 485,81 \text{ EUR}$ . Diese stellen für das betrachtete Jahr den (positiven) Cash Flow dar.

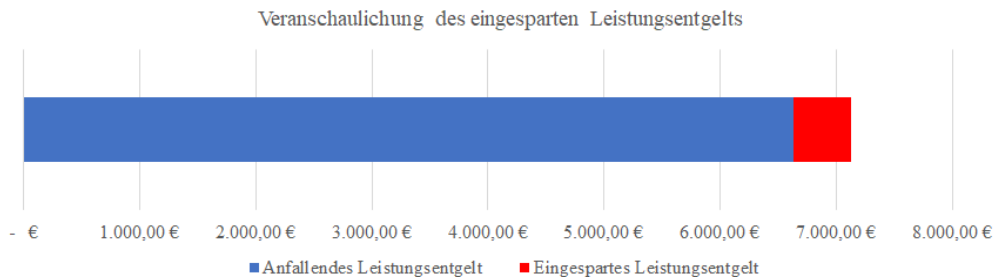


Abbildung 7.1: Veranschaulichung der eingesparten Netzentgelte durch die LSK.

Auf Grundlage eines Vorschlags der IRENA wird ein Kalkulationszinssatz von  $i =$

5% zugrunde gelegt [4]. Zudem wird auf Grundlage der Entwicklung der letzten Jahre davon ausgegangen, dass sich die Netzentgelte jährlich um durchschnittlich drei Prozent erhöhen [16]. Das hat zur Folge, dass die eingesparten Kosten mit jedem Jahr um jeweils drei Prozent steigen.

Der  $CF_0$  sind in diesem Fall die Investitionskosten in Höhe von 92.000 EUR, in diesem Fall ist also  $CF_0 = -92.000$  EUR. Dem gegenüber stehen die positiven Zahlungsflüsse aus den folgenden Jahren. Hier wurden als Investitionszeitraum  $T = 20$  Jahre angenommen [2][17]. Diese hohe Lebensdauer wird damit begründet, dass eine Batterie, die ausschließlich zur LSK betrieben wird, innerhalb eines Jahres nur sehr wenige Zyklen leisten muss. Da die Zyklen der Hauptabnutzungsprozess der Batterien sind, schreitet dieser langsamer voran als in anderen Anwendungen. Bei einer Einsparung in Höhe von 29,4 kW und einem Leistungspreis in Höhe von 16,49 EUR addieren sich die abgezinsten positiven Zahlungsflüsse über diesen Zeitraum zu **7.972 EUR** auf. Der Kapitalwert beträgt damit -84.028 EUR. Damit ist weniger als ein Zehntel des Betrags erreicht, der für eine Amortisation des Speichers nötig wäre. Wird statt der Lebensdauer  $T$  in Höhe von 20 Jahren die Summe des Kapitalwerts gegen Unendlich gelaufen lassen, so konvergiert die Summe der abgezinsten positiven Zahlungsflüsse gegen 25.020 EUR. Es stellt sich also auch ohne Begrenzung der Lebensdauer keine Amortisation ein.

Bei abgezinsten Einsparungen in Höhe von 7.972 EUR müssten die Anschaffungskosten für Batterien auf 73,81 EUR pro kWh sinken, um unter diesen Bedingungen eine Amortisation der Investition zu erreichen. Wie in Kapitel 3 vorgestellt, prognostiziert die ausgewertete Literatur zumindest für die nächsten zehn Jahre keine so deutliche Preissenkung.

Um die Einsparungspotentiale bei der LSK vollumfänglich zu betrachten, wird auch der Fall analysiert, dass die Hochschule die Benutzungsdauer auf über 2.500 Stunden steigert. In diesem Fall würde nicht mehr der niedrigere Leistungspreis in Höhe von 16,49 EUR/kW anfallen, sondern jener in Höhe von 121,25 EUR/kW. Durch den deutlich höheren Preis wären auch die Einsparungspotentiale deutlich höher.

Die Berechnungen für diesen Fall sind analog zum vorherigen Vorgehen. Die positiven Zahlungsströme addieren sich über die Laufzeit von 20 Jahren zu **58.618 EUR** auf. Auch in diesem Fall stellt sich also mit einem Kapitalwert von -33.382 EUR keine Amortisation ein, jedoch können fast zwei Drittel der Investitionskosten gedeckt werden. Ohne Begrenzung der Lebensdauer würde sich in diesem Fall eine Amortisation nach 36,2 Jahren einstellen.

Die Entwicklungen des Kapitalwerts für beide betrachteten Fälle ist in Abbildung 7.2 gezeigt. Hier wird deutlich, dass sich in beiden Fällen nach der angesetzten Laufzeit von  $T = 20$  Jahren keine Amortisation einstellt, der Kapitalwert also negativ ist. Für  $b \geq 2.500 \frac{\text{h}}{\text{a}}$  zeigt sich, dass der Kapitalwert nach 36,2 ins Positive wechselt. Für  $b < 2.500 \frac{\text{h}}{\text{a}}$  ist angedeutet, dass dieser Fall nicht eintreten wird.

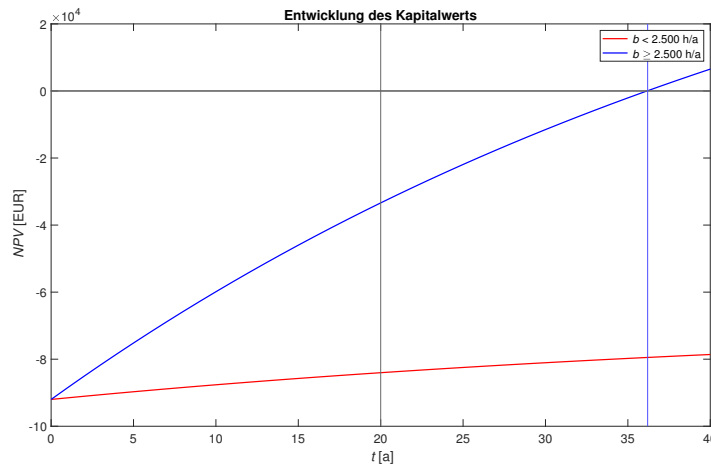


Abbildung 7.2: Entwicklung des Kapitalwerts  $NPV$  für den Fall  $b < 2.500 \frac{\text{h}}{\text{a}}$  und  $b \geq 2.500 \frac{\text{h}}{\text{a}}$  Für die Zeit  $t$  in Jahren a.

Mit Blick auf die Zukunft müssten die Anschaffungskosten in dem Fall  $b \geq 2.500 \text{ h/a}$  auf 542,76 EUR pro kWh sinken. Wie in Kapitel 3 aufgezeigt, könnte diese Schwelle innerhalb der nächsten zehn Jahre durchaus unterschritten werden. Das hätte zur Folge, dass Anwendungsfälle, die dem der Hochschule ähneln und eine Benutzungsdauer von über 2.500 h/a Jahr aufweisen, mit einem Speicher gleicher Dimension eine Amortisation erreichen können. Dabei ist zu beachten, dass die Berechnungen spezifisch für die Preise des Verteilnetzbetreibers und damit standortabhängig sind.

### 7.3 Überblick

In diesem Kapitel wurden die Ergebnisse der vorherigen Kapitel in eine konkrete Handlungsempfehlung umgesetzt und dazu eine betriebswirtschaftliche Berechnung der Investition anhand des Kapitalwerts durchgeführt. Diese hat ergeben, dass sich die Anschaffung des Speichers alleine für den Betrieb in der LSK über eine Lebensdauer von 20 Jahren wahrscheinlich nicht amortisieren wird. Auch eine Erhöhung der Benutzungsstunden auf über 2.500 pro Jahr stellt wahrscheinlich keine Amortisation in Aussicht, kann jedoch die durch die LSK eingesparten Netzentgelte deutlich erhöhen.

## 8 Fazit und Ausblick

Diese Bachelorarbeit wurde mit dem Ziel betrieben, die wirtschaftlichen Möglichkeiten der LSK an der Hochschule Emden/Leer zu betrachten und darauf aufbauend eine Handlungsempfehlung auszusprechen. Grundlegend dafür waren die technische und physikalische Betrachtung der Problemstellung LSK, die mit der Anwendung vieler mathematischer Methoden einherging. Dieses Forschungsziel wurde erreicht.

Das Forschungsergebnis dieser Arbeit ist, dass LSK an der Hochschule Emden/Leer möglich ist, unter den derzeitigen finanziellen Rahmenbedingungen jedoch keine sich amortisierende Investition darstellt. Das in dieser Arbeit eingeführte Modell sagt voraus, dass mit einer durchschnittlichen jährlichen Kappung der Leistung in Höhe von 29,4 kW gerechnet werden kann, wobei empfohlen wird, die Grenze für die LSK auf 402 kW Netzbezug festzulegen.

Die Handlungsempfehlung basiert auf einer Prognose zur Höhe der Spitzenlast, die über statistische Methoden hergeleitet wurde. Diese recht umfangreiche statistische Betrachtung soll dem Umstand Sorge tragen, dass der Netzbezug in diesem Anwendungsfall durch drei verschiedene Erzeugungsanlagen beeinflusst wird. Durch diese Methode grenzt sich die Arbeit nach Kenntnisstand des Autors von anderen aktuellen Arbeiten zu dem Thema ab.

Der Hauptgrund für die relativ geringen Einsparungspotentiale liegt in der Jahresbenutzungsdauer der Hochschule, die unter der Schwelle von 2.500 Stunden liegt. Damit fällt ein sehr niedriger Leistungspreis an, was die eingesparten Kosten kleiner ausfallen lässt. Für vergleichbare Anwendungsfälle, bei denen der Leistungspreis ähnlich niedrig ist, wird sich eine Investition in einen Batteriespeicher mit dem Ziel LSK zu betreiben sehr wahrscheinlich auch in den kommenden zehn Jahren nicht lohnen.

Es wurde ebenfalls der Fall betrachtet, dass die Benutzungsdauer über die Schwelle von 2.500 Stunden steigt. In diesem Fall ist mit deutlich höheren Einsparungen zu rechnen. Zwar amortisiert sich der Speicher auch in diesem Fall nicht durch die LSK, für andere Fälle mit einem hohen Leistungspreis wird jedoch prognostiziert, dass die Preise für Batterien innerhalb von zehn Jahren so weit fallen werden, dass

eine zukünftige Investition rentabel werden kann.

Im Rahmen dieser Bachelorarbeit konnten einige Aspekte der LSK nicht beleuchtet werden. So wurde beispielsweise eine dynamische Grenze bei der LSK nicht untersucht. Diese könnte sich für den Fall, dass der Netzbezug höher ausfällt als erwartet, angleichen und so einen kompletten Ausfall der LSK durch frühzeitige vollständige Entladung des Speichers verhindern, was die zu erwartenden Erlöse steigen ließe. Ebenfalls wurde der flexible Einsatz des Speichers zur Generierung sekundärer Einkommensströme nicht untersucht. Als Beispiel wäre hier das Ausnutzen von Preisunterschieden im Strommarkt zu nennen. Hier bieten sich also weitere Felder zur genaueren Untersuchung an.

Ein erschwerender Umstand war das Aufkommen der COVID-19-Pandemie im Jahr 2020 und die damit einhergehenden starken Eingriffe in das öffentliche Leben. Daraus resultierte ein starker Rückgang des Energiebedarfs der Hochschule, womit die zweijährige Datengrundlage mit Unsicherheiten verbunden ist. Zwar wurde versucht, die Datengrundlage von diesen Einflüssen zu bereinigen, daraus resultierte jedoch eine Verkleinerung der zugrundeliegenden Datenmenge, was statistische Aussagen unsicherer macht. Daher kann sich eine erneute Betrachtung der Problemstellung in einigen Jahren anbieten. Auch die bereits genannten weiteren Aspekte wie eine dynamische Grenze könnten in diesem Zusammenhang betrachtet werden. Die Untersuchungen zur LSK an der Hochschule sind also mit dieser Arbeit keinesfalls abgeschlossen.

# Literaturverzeichnis

- [1] L. Viernstein und R. Witzmann (2020). *Umsetzbarkeit und Auswirkungen von Peak Shaving für Stromkunden in der Nieder- und Mittelspannungsebene*. Symposium Energieinnovation.
- [2] C. Möller (2017). *Batteriespeicher in Industrie und Gewerbe*. URL: <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/energiespeicher/batteriespeicher-in-industrie-und-gewerbe/>. Letzter Zugriff am 16.01.2022.
- [3] be.storaged GmbH (2022). *Intensive Netznutzung*. URL: <https://be-storaged.de/loesungen/energiekosten-senken/intensive-netznutzung/>. Letzter Zugriff am 16.01.2022.
- [4] International Renewable Energy Agency (IRENA) (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*.
- [5] Bundesnetzagentur (2017). *Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität*. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA\\_Flexibilitaetspapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1). Letzter Zugriff am 03.08.2021.
- [6] E. Paul (2020). *Batteriespeicher in Nichtwohngebäuden. Untersuchung zum Einsatz zur Lastspitzenkappung und Steigerung der Netzdienlichkeit*. Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover.
- [7] P. H. Tiemann, A. Bensmann, V. Stuke und R. Hanke-Rauschenbach (2020). *Electrical energy storage for industrial grid fee reduction – A large scale analysis*. Energy Conversion and Management (208).
- [8] A. Oudalov, R. Cherkauoui und A. Beguin (2007). *Sizing and Optimal Operation of Battery Storage System for Peak Shaving Application*. Academia.
- [9] M. Fisher, J. Whitacre und J. Apt (2018). *A Simple Metric for Predicting Revenue from Electric Peak Shaving and Optimal Battery Sizing*. Energy Technology (6), S. 649-657.

- [10] S. Schneider, P. Novák und T. Kober (2021). *Rechargeable Batteries for Simultaneous Demand Peak Shaving and Price Arbitrage Business*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, S. 148-157.
- [11] Vattenfall Europe Sales GmbH (2022). *Peakshaving – Lastspitzen kappen und bares Geld sparen*. URL: <https://www.vattenfall.de/peakshaving>. Letzter Zugriff am 16.01.2022.
- [12] K. H. Chua, Y. S. Lim und S. Morris (2016) *Energy storage system for peak shaving*. International Journal of Energy Sector Management, S. 3-18.
- [13] Stadtwerke Emden GmbH (2021). *Entgelte für die Nutzung der Netzinfrastruktur Strom*. URL: [https://www.gipsprojekt.de/featureGips/SW-Emden/EnwgTool/Stromnetz/Netzzugang\\_\\_Entgelte/Preisblaetter\\_Lieferantenvertrag/Preisblatt-Strom-ab-210101.pdf](https://www.gipsprojekt.de/featureGips/SW-Emden/EnwgTool/Stromnetz/Netzzugang__Entgelte/Preisblaetter_Lieferantenvertrag/Preisblatt-Strom-ab-210101.pdf). Letzter Zugriff am 16.01.2022.
- [14] Hochschule Emden/Leer (2022). *Energie-Monitor der Hochschule Emden/Leer*. URL: <https://www.hs-emden-leer.de/studierende/fachbereiche/technik/labore/regenerative-energien/energie-monitor>. Letzter Zugriff am 16.01.2022
- [15] A. Engel (2020). *Taylorentwicklung, Jacobi-Matrix,  $\nabla$ ,  $\delta(x)$  und Co*. Springer Spektrum.
- [16] *Netzentgelte in Deutschland*. URL: <https://strom-report.de/netzentgelte/>. Letzter Zugriff am 16.01.2022.
- [17] Heidjann GmbH (2022). *Lebensdauer von Stromspeichern*. URL: <https://www.strom-speicher.org/lebensdauer-von-stromspeichern/>. Letzter Zugriff am 16.01.2022.



# Eidesstattliche Versicherung

Hiermit versichere ich an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Außerdem versichere ich, dass ich die allgemeinen Prinzipien wissenschaftlicher Arbeit und Veröffentlichungen, wie sie in den Leitlinien guter wissenschaftlicher Praxis der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg festgelegt sind, befolgt habe.

Oldenburg, 21.01.2022

Brian Alexander Kraudelt