



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology



Institut für Energiesysteme
und Elektrische Antriebe

Diplomarbeit

Optimale Speicherintegration in einem Niederspannungsnetz zur Maximierung der Aufnahmefähigkeit von verteilten Erzeugungsanlagen

ausgeführt zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

unter der Leitung von

Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Albana Ilo

eingereicht von

Niklas Kieser, BSc

Technische Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

14. Dezember 2023



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Eidesstattliche Erklärung

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

Ich versichere, dass ich dieses Diplomarbeitsthema bisher weder im In- noch im Ausland in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe.

Obersdorf, am 14. Dezember 2023

.....

Niklas Kieser, BSc



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Kurzfassung

Die Energiewende hin zu einem nachhaltigen und CO₂-neutralen Energieversorgungssystem ist eine der größten globalen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Entsprechend dem *European Green Deal* sollen bereits bis zum Jahr 2030 bereits 45% der innerhalb der EU verbrauchten Energie aus erneuerbaren Quellen wie Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft stammen. Da die erneuerbaren Energiequellen aber einerseits nicht konstant zur Verfügung stehen, sondern sowohl tages- als auch jahreszeitlich stark schwanken, und andererseits meist nicht zentral, sondern räumlich verteilt und auf verschiedenen Netzebenen angeschlossen sind, ergeben sich neue Herausforderung für das Stromnetz und insbesondere die Notwendigkeit, Energie in größerem Umfang als bisher zu speichern.

In dieser Arbeit wird der Frage nachgegangen, wie Energiespeicher im Niederspannungsnetz positioniert, dimensioniert und betrieben werden müssen, um nach technischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten die steigende Stromproduktion durch dezentrale Photovoltaik-Anlagen optimal in das Stromnetz zu integrieren. Die technische Betrachtung erfolgt mittels Leistungsflussberechnungen in PSS SINICAL zur Beurteilung von Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen, Verlusten und dem Austausch von Wirk- und Blindleistung mit dem übergeordneten Netz. Darüber hinaus werden die Einsatzmöglichkeiten eines Speichersystems im Fall eines Blackouts berücksichtigt und die Auswirkungen auf den Netzwiederaufbau untersucht. Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt auf Basis der Investitionskosten für die Kunden und des Netzbetreibers sowie der erwarteten Erlöse und Einsparungen durch den Speichereinsatz. Für die ökologische Bewertung wird eine CO₂-Bilanz der eingesetzten Speichertechnologien erstellt und diskutiert, wie gut die benötigten Rohstoffe verfügbar sind, unter welchen Bedingungen sie gewonnen werden und ob die Speichersysteme recycelt werden können.

Die Berechnungen werden für ein typisches reales Ortsnetz mit 59 Kundenanschlüssen durchgeführt. Der Haushaltsverbrauch wird mit einem ZIP-Modell beschrieben. Es wird davon ausgegangen, dass auf dem Dach jedes Kunden eine Photovoltaikanlage mit einer Nennleistung von 5 kW installiert ist. Darauf aufbauend werden fünf Szenarien entwickelt, berechnet und bewertet, wobei es sich bei zwei Szenarien um kundenseitig installierte Batteriespeichersysteme mit unterschiedlichen Betriebskonzepten handelt, bei zwei um netzseitig installierte zentrale Batteriespeichersysteme und bei einem um einen Wasserstoffspeicher.

Als Resultat der Arbeit stehen schlussendlich robuste Methoden zur Verfügung, mit denen im Zuge einer ganzheitlichen Betrachtung die Speicherintegration nach technischen, ökonomischen und ökologischen Parametern optimiert werden kann.

Die Ergebnisse zeigen, dass unter den in dieser Arbeit getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen kundenseitig installierte Batteriespeichersysteme mit netzdienlicher Betriebsweise die effektivste Möglichkeit sind, Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen im Netz zu vermeiden. Darüber hinaus scheint diese Variante auch aus ökonomischer und ökologischer Sicht eine adäquate Lösung darzustellen.

Abstract

The energy transition towards a sustainable and CO₂-neutral energy supply system is one of the most significant global challenges of the 21st century. According to the European Green Deal, 45 % of the energy consumed within the EU should come from renewable sources such as photovoltaics, wind and hydropower by 2030. The large-scale integration of distributed energy resources provokes significant challenges for the operation of the distributed grid because they have not only volatile behavior but are spatially distributed being connected to different grid points. Using storage technologies is one alternative to overcome these challenges and increase the hosting capacity of the grid on distributed generation.

This work examines where energy storage devices should be positioned, dimensioned, and operated in the low-voltage grid to increase the hosting capacity of the grid on distributed generation (rooftop photovoltaics) from a technical, economic, and ecological perspective. The technical evaluation is carried out using power flow calculations with PSS SINCAL to assess voltage limit violations and infrastructure overloads, losses, the exchange of active and reactive power with the higher-level grid, etc. It also covers the possible uses of a storage system in the event of a blackout and the effects on network reconstruction. The economic evaluation is carried out on the basis of the investment costs for the customers and the grid operator, as well as the expected revenues and savings resulting from the use of storage. For the ecological assessment, a CO₂-balance of the used storage technologies is carried out, and it is discussed how readily the necessary raw materials are available, under what conditions they are obtained and whether the storage systems can be recycled.

The calculations are carried out for a typical real household network serving 59 customers. Their load is modelled using the ZIP model. A 5kWp photovoltaic system is assumed to be installed on each customer's rooftop. Five scenarios are developed, calculated and evaluated, with two scenarios dealing with customer-installed battery storage systems with different operating modes, two based on grid-installed central battery storage systems, and one using a hydrogen storage system.

The main result of this work are the reliable methods with which storage integration can be optimized according to technical, economic and ecological parameters as part of a holistic approach.

The calculation results show that, under the assumptions and framework conditions made in this work, customer-installed battery storage systems with a grid-friendly operating mode are the most effective way to avoid voltage limit violations and infrastructure overloads in the grid. In addition, this variant also seems to represent an adequate solution from an economic and ecological perspective.

Inhaltsverzeichnis

Eidesstattliche Erklärung	III
Kurzfassung	V
Abstract	VII
Inhaltsverzeichnis	IX
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Ziele	2
1.3 Umfang	2
1.4 Methodik	3
1.5 Struktur	4
2 Theoretischer Hintergrund	5
2.1 Das elektrische Energienetz	5
2.1.1 Höchstspannungsnetz	7
2.1.2 Hochspannungsnetz	8
2.1.3 Mittelspannungsnetz	9
2.1.4 Niederspannungsnetz	9
2.2 Auswirkungen der Einspeisung von verteilten erneuerbaren Energiequellen	10
2.2.1 Auswirkungen und Maßnahmen im Verteilnetz	10
2.2.1.1 Leistungstransformator mit Laststufenschalter	12
2.2.1.2 Blindleistungsregelung am Photovoltaik-Wechselrichter	14
2.2.1.3 Einsatz von Energiespeichern	17
2.2.2 Auswirkungen und Maßnahmen im Übertragungsnetz	17
2.3 Der europäische Strommarkt und gesetzliche Rahmenbedingungen . . .	18
2.3.1 Historische Entwicklung	18
2.3.2 Ziele und Umsetzung der Strommarktliberalisierung	18
2.3.3 Stromhandel am liberalisierten Markt	19
2.3.4 Rechtliche Rahmenbedingungen für den Betrieb von Energiespei- chern	20
2.4 Gliederung von Energiespeichern	21
2.4.1 Gliederung nach Funktion	21
2.4.1.1 Kategorie A - Sektorale Energiespeicher	21

2.4.1.2	Kategorie B - Sektorübergreifende Energiespeicher . . .	22
2.4.1.3	Kategorie C - Lastmanagement	23
2.4.2	Gliederung nach Speicherdauer	25
2.4.3	Gliederung nach Speichertechnologie	26
2.5	Speichertechnologien für den Stromsektor	26
2.5.1	Anforderungen an Energiespeicher	26
2.5.2	Elektrische Energiespeicher	28
2.5.3	Elektrochemische Energiespeicher	31
2.5.4	Chemische Energiespeicher	35
2.5.4.1	Einspeicherung durch Wasserstoff-Elektrolyse	36
2.5.4.2	Ausspeicherung durch die Brennstoffzelle	37
2.5.4.3	Zusammenfassung	37
2.5.5	Mechanische Energiespeicher	38
2.5.5.1	Schwungradspeicher	38
2.5.5.2	Lageenergiespeicher	39
2.5.5.3	Pumpspeicherkraftwerke	40
2.5.6	Thermische Energiespeicher	42
2.6	Integration von Energiespeichern in Verbindung mit Photovoltaik-Anlagen	44
2.6.1	Ladekonzepte	44
2.6.2	Anschluss von Energiespeichern	47
3	Modellierung & Szenarien-Definition	49
3.1	Niederspannungsnetz	49
3.2	Haushaltskunden	52
3.3	Großbatteriespeicher	56
3.4	Wasserstoff-Speichersystem	57
3.5	Szenarien	58
4	Ergebnisse & Bewertung	61
4.1	Rahmenbedingungen der Bewertung	61
4.1.1	Bewertungssystem	61
4.1.2	Wirtschaftlichkeitsrechnung	63
4.1.3	CO ₂ -Bilanz	64
4.1.4	Datengrundlage	65
4.2	Szenario 0: Keine Speicher im Niederspannungsnetz	66
4.2.1	Berechnungsergebnisse	66
4.3	Szenario A: Konventionell bewirtschaftete Kundenspeicher	70
4.3.1	Berechnungsergebnisse	70
4.3.2	Technische Bewertung	73
4.3.3	Ökonomische Bewertung	74
4.3.4	Ökologische Bewertung	75
4.4	Szenario B: Netzdienlich bewirtschaftete Kundenspeicher	76
4.4.1	Berechnungsergebnisse	76
4.4.2	Technische Bewertung	80

4.4.3	Ökonomische Bewertung	81
4.4.4	Ökologische Bewertung	81
4.5	Szenario C: Zentraler Batteriespeicher	82
4.5.1	Berechnungsergebnisse	82
4.5.2	Technische Bewertung	84
4.5.3	Ökonomische Bewertung	85
4.5.4	Ökologische Bewertung	85
4.6	Szenario D: Zentrales Wasserstoff-Speichersystem	86
4.6.1	Berechnungsergebnisse	86
4.6.2	Technische Bewertung	87
4.6.3	Ökonomische Bewertung	89
4.6.4	Ökologische Bewertung	89
4.7	Szenario E: Zentraler Batteriespeicher und Blindleistungsregelung	90
4.7.1	Berechnungsergebnisse	90
4.7.2	Technische Bewertung	91
4.7.3	Ökonomische Bewertung	91
4.7.4	Ökologische Bewertung	91
5	Zusammenfassung & Schlussfolgerungen	93
5.1	Zusammenfassung	93
5.2	Interpretation	101
5.3	Aussagekraft und Gültigkeit der Ergebnisse	102
5.4	Ausblick	102
A	Detaillierte Informationen zur Modellierung	105
A.1	Modellierung von Haushaltskunden	105
A.2	Modellierung eines zentralen Großspeichers	115
	Literaturverzeichnis	XIII
	Abbildungsverzeichnis	XIX
	Tabellenverzeichnis	XXI



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Kapitel 1

Einleitung

1.1 Motivation

Die Energiewende, also der Umstieg von einer vorrangig aus fossilen Quellen bereitgestellten Energieversorgung hin zu einer nahezu vollständigen Versorgung aus erneuerbaren Energiequellen, ist eine der größten globalen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Obwohl die Notwendigkeit dieser Energiewende zur Verhinderung des Klimawandels bereits seit den 1980er Jahren hinreichend wissenschaftlich belegt ist, ist der Ausstoß von Treibhausgasen bis heute stetig gestiegen.

Die Auswirkungen der klimatischen Veränderungen werden in Form von Dürren, neuen Temperaturrekorden und einer gestiegenen Anzahl an Extremwetter-Ereignissen immer deutlicher sichtbar. Außerdem wurde den europäischen Staaten durch den Beginn des Angriffskrieges Russlands auf die Ukraine im Februar 2022 die starke Abhängigkeit in der Versorgung mit fossilen Brennstoffen vor Augen geführt. Aufgrund dieser Umstände legen Regierungen weltweit, besonders in Europa, ambitionierte Ziele fest, um ihren Energieverbrauch schnellstmöglich aus erneuerbaren Quellen decken zu können.

Entsprechend dem *European Green Deal* [15] sollen bis zum Jahr 2030 45% der innerhalb der EU verbrauchten Energie aus erneuerbaren Quellen wie Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft stammen und bis zum Jahr 2050 soll das Treibhausgas-Emissionsziel von netto Null erreicht werden. Da die erneuerbaren Energien aber einerseits nicht konstant zur Verfügung stehen, sondern sowohl tages- als auch jahreszeitlich stark schwanken, und andererseits meist nicht zentral, sondern verteilt erzeugt werden, ergeben sich neue Herausforderung für das Stromnetz und insbesondere die Notwendigkeit, Energie in größerem Umfang als bisher zu speichern.

Der Aufbau einer Speicherinfrastruktur läuft derzeit so ab, dass sämtliche Marktteilnehmer auf allen Ebenen des Netzes nach Möglichkeiten suchen, ein nur für sich selbst wirtschaftlich optimales Speicherkonzept zu entwickeln. So werden z. B. Photovoltaik-Anlagen für Haushalte im Regelfall in Kombination mit einem Batterie-Speicher errichtet, da dies aus Sicht des Haushalts die wirtschaftlich beste Option zur Nutzung

einer Photovoltaik-Anlage ist, wie im Laufe dieser Arbeit noch gezeigt wird. Wie sich der Ausbau bestimmter Speichertechnologien auf den Netzbetrieb auswirkt, ob dabei Kosten für die Allgemeinheit entstehen, die internalisiert werden müssten, und welche Umweltauswirkungen es geben könnte, wird oft nicht berücksichtigt.

1.2 Ziele

In dieser Arbeit soll ermittelt werden, wie Energiespeicher im Niederspannungsnetz positioniert, dimensioniert und betrieben werden müssen, um nach technischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten die steigende Stromproduktion durch Photovoltaik-Anlagen optimal in das Stromnetz zu integrieren. Diese Zielsetzung gliedert sich in mehrere untergeordnete Fragestellungen:

- Welche Auswirkungen auf das Stromnetz hat die steigende Einspeisung von Energie durch dezentrale Erzeugungsanlagen?
- Welche Speichertechnologien stehen nach heutigem Stand grundsätzlich zur Energiespeicherung zur Verfügung?
- Wie werden das Niederspannungsnetz, die Haushalte und die Energiespeicher am besten in einem Modell nachgebildet?
- Welche Ausbau-Szenarien könnten sich in Zukunft ergeben?
- Nach welchem System können diese Szenarien verglichen werden? Welche Parameter erfassen die technischen, ökonomischen und ökologischen Qualitäten eines Szenarios?
- Wie gut erfüllen die einzelnen Szenarien die festgelegten Parameter?

1.3 Umfang

Die Betrachtung beschränkt sich auf das 0.4 kV-Niederspannungsnetz und dabei auf die Versorgung von Haushaltskunden. Spezielle Betrachtungen von Industriebetrieben mit eventuell besonderen Anforderungen werden nicht behandelt.

Bezüglich des Energieträgers bzw. der Speichertechnologie werden keine Einschränkungen vorgenommen. Es werden jedoch nur *sektorale Energiespeicher* berücksichtigt. Das sind solche, die elektrische Energie sowohl einspeichern als auch ausspeichern, unabhängig davon in welcher Form die Energie während der Speicherdauer vorliegt. Siehe dazu Abschnitt 2.4.

1.4 Methodik

Um die in Abschnitt 1.2 genannten Fragestellungen zu beantworten, wird ein Vorgehen entsprechend des Wasserfall-Modells in Abbildung 1.1 gewählt.

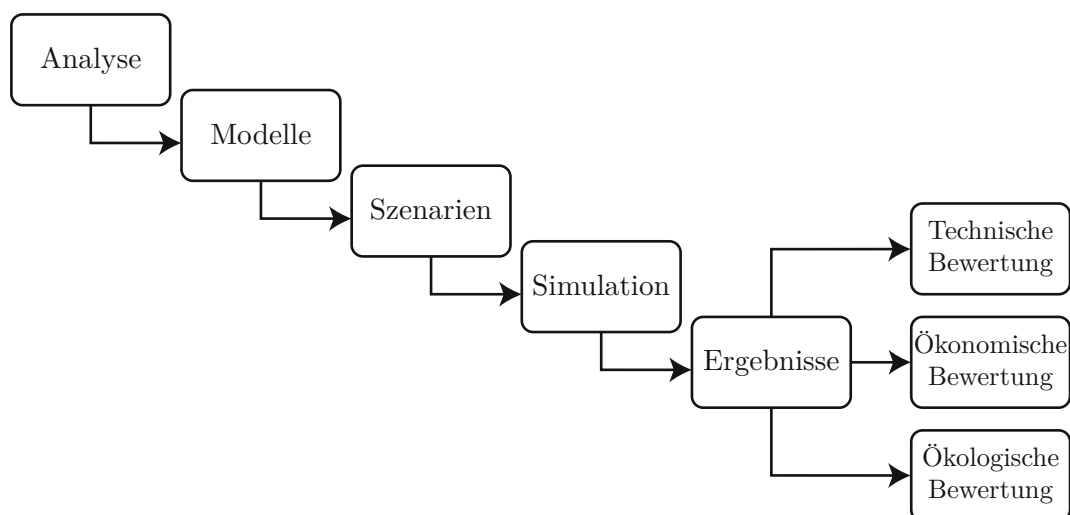


Abbildung 1.1: Vorgehen zur Beantwortung der Fragen dieser Diplomarbeit

Die dargestellten Schritte werden sequenziell abgearbeitet:

1. *Analyse* der Rahmenparameter (Aufbau des Netzes, Stromhandel, Speichertechnologien) in Form einer ausführlichen Literaturrecherche
2. Erstellung der *Modelle*, also Beschreibung und Nachbildung des Verhaltens, für alle relevanten Betriebsmittel und Kundenanschlüsse
3. Formulierung möglicher *Szenarien* des Speicherausbaus im Niederspannungsnetz
4. *Simulation* der Szenarien in PSS SINCAL und EXCEL, basierend auf den erstellten Modellen
5. Extraktion und Darstellung der Simulations-*Ergebnisse*
6. *Bewertung* der Ergebnisse auf Grundlage technischer, ökonomischer und ökologischer Parameter

1.5 Struktur

Die vorliegende Diplomarbeit gliedert sich im Wesentlichen in drei Teile. Im ersten Teil (Kapitel 2) wird der Aufbau des elektrischen Energieversorgungsnetzes erläutert und detailliert auf die Herausforderungen infolge des Ausbaues erneuerbarer Energieerzeugung eingegangen. Darauf aufbauend folgt ein kurzer Exkurs über Spannungshaltung im Niederspannungsnetz. Anschließend werden die zur Verfügung stehenden Energiespeichertechnologien und ihr aktueller Entwicklungsstand beschrieben, systematisiert und Kriterien für ihren Einsatz herausgearbeitet.

Im zweiten Teil der Arbeit (Kapitel 3) werden ein Niederspannungsnetz, Haushaltskunden und verschiedene Speichersysteme modelliert. Danach werden mehrere mögliche Szenarien für den Speicher-Ausbau beschrieben und die entwickelten Modelle entsprechend in PSS SINCAL und in EXCEL implementiert.

Im letzten Teil (Kapitel 4 und 5) werden Vergleichsparameter festgelegt und ein Bewertungssystem eingeführt. Danach werden für jedes Szenario die Ergebnisse der Berechnungen präsentiert und darauf aufbauend eine genaue Bewertung nach den festgelegten Parametern vorgenommen. Abschließend werden die gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst und die Zielfragen beantwortet.

Kapitel 2

Theoretischer Hintergrund

2.1 Das elektrische Energienetz

Das europäische Stromnetz gliedert sich laut [44, S. 40] in die folgenden sieben Netzebenen, welche sich aus vier Spannungsebenen und den zugehörigen Umspannebenen zusammensetzen:

- Netzebene 1: Höchstspannungsnetz (220 kV und 380 kV)
- Netzebene 2: Umspannebene zwischen Höchst- und Hochspannungsnetzen
- Netzebene 3: Hochspannungsnetz (110 kV)
- Netzebene 4: Umspannebene zwischen Hoch- und Mittelspannungsnetzen
- Netzebene 5: Mittelspannungsnetz (10 kV und 20 kV)
- Netzebene 6: Umspannebene zwischen Mittel- und Niederspannungsnetzen
- Netzebene 7: Niederspannungsnetz (0.4 kV)

Die Höchstspannungsebene kann mit dem Begriff des *Übertragungsnetzes* gleichgesetzt werden, welches vom Übertragungsnetzbetreiber (TSO, transmission system operator) betrieben wird. Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz werden in der Regel dem *Verteilnetz* zugeordnet und vom Verteilnetzbetreiber (DSO, distribution system operator) betrieben. Diese Zuordnung ist allerdings nicht immer ganz eindeutig, so betreibt der österreichische Übertragungsnetzbetreiber *Austrian Power Grid* auch 110 kV-Leitungen in seinem Netz und z. B. der Verteilnetzbetreiber *Wiener Netze* verfügt über mehrere 380 kV-Kabel. [44, S. 37 ff.][50][57]

Abbildung 2.1 zeigt den genannten Aufbau des Netzes samt den typischen Größenordnungen. In den folgenden Abschnitten wird auf die genauen Spezifikationen der einzelnen Spannungsebenen eingegangen.

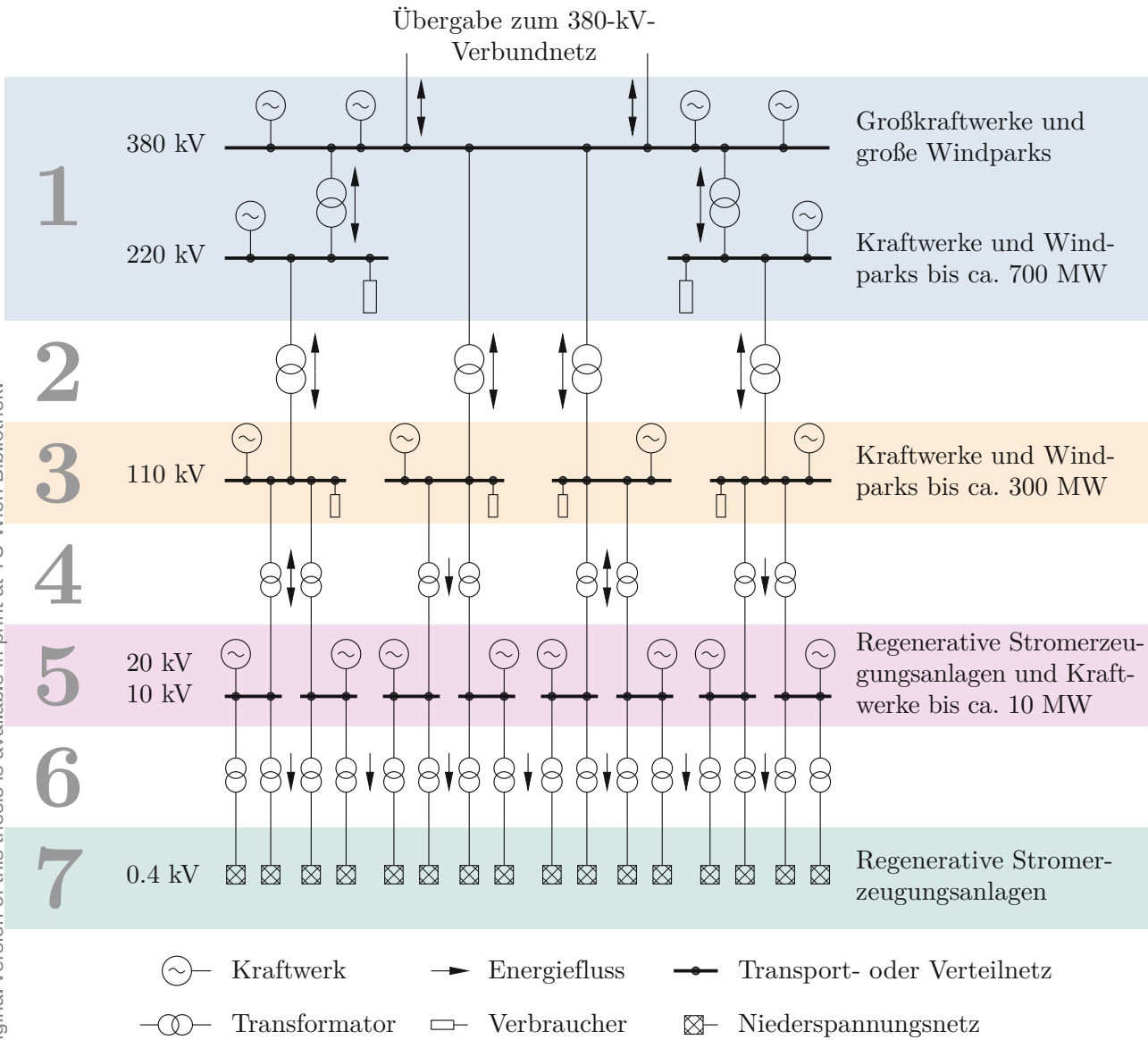


Abbildung 2.1: Prinzipieller Aufbau des elektrischen Energieversorgungsnetzes
(Eigene Darstellung basierend auf [22, S. 87])

2.1.1 Höchstspannungsnetz

Das Höchstspannungsnetz umfasst die Spannungsebenen 380 kV und 220 kV. Auf dieser Spannungsebene speisen Kraftwerke ab ca. 300 MW bis zu mehreren GW Leistung ein. Traditionell waren dies einerseits Grundlastkraftwerke, wie z. B. Laufwasserkraftwerke oder Nuklearkraftwerke, und andererseits regelbare Kraftwerke, wie Gaskraftwerke. Durch die Errichtung großer Windparks und Groß-Photovoltaik-Anlagen, speisen aber auch immer mehr volatile Erzeugungsanlagen direkt in das Höchstspannungsnetz ein. Aufgrund der hohen Betriebsspannung können die Netzverluste sehr gering gehalten werden und bewegen sich im Bereich von etwa 3%. [22, S. 87][44, S. 37]

Das Höchstspannungsnetz wird auch Übertragungsnetz genannt, da es in erster Linie dazu dient, große Mengen elektrischer Energie über weite Strecken zu übertragen. Diese Übertragung geschieht in der Regel zwischen weit voneinander entfernten Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten, sowohl innerhalb als auch zwischen Regelzonen. [44, S. 466]

Das Netz ist stets vermascht ausgeführt, das bedeutet, dass jeder Netzknoten mehrfach versorgt wird, siehe Abbildung 2.2c. Dies ist für die Versorgungssicherheit von großer Bedeutung, da nach dem Ausfall eines Betriebsmittels immer noch eine Alternative zur Weiterversorgung besteht. Ein wichtiges Kriterium, um die Ausfallsicherheit zu gewährleisten, ist das sogenannte $(n - 1)$ -Kriterium. Dieses besagt, dass ein beliebiges der insgesamt n vorhandenen Betriebsmittel ausfallen kann, ohne den Netzbetrieb zu gefährden. Als Betriebsmittel versteht man Leitungen, Transformatoren und einzelne Kraftwerksblöcke. Sammelschienen und ganze Kraftwerke aus mehreren Blöcken sind keine Betriebsmittel in diesem Sinne. Um das $(n - 1)$ -Kriterium zu erfüllen, müssen zusätzlich zur vermaschten Topologie auch alle Betriebsmittel entsprechend dimensioniert sein, um einen Ausfall kompensieren zu können. [31, S. 391]

Weiters ermöglicht die Topologie des Übertragungsnetzes, dass Energieflüsse nicht nur in einer vorgegebenen Richtung auftreten müssen, sondern sich entsprechend des aktuell auftretenden Lastflusses in beliebiger Richtung, die sich aus Erzeugung und Verbrauch ergibt, bewegen können. Die Vermaschung führt allerdings zu höheren Anforderungen bezüglich des Netzschutzes und der Qualifikation des Wartungspersonals. Der überwiegende Großteil aller Höchstspannungssysteme ist als Freileitung ausgeführt, Kabel kommen nur in Ausnahmefällen in Großstädten zum Einsatz. [44, S. 467, 550]

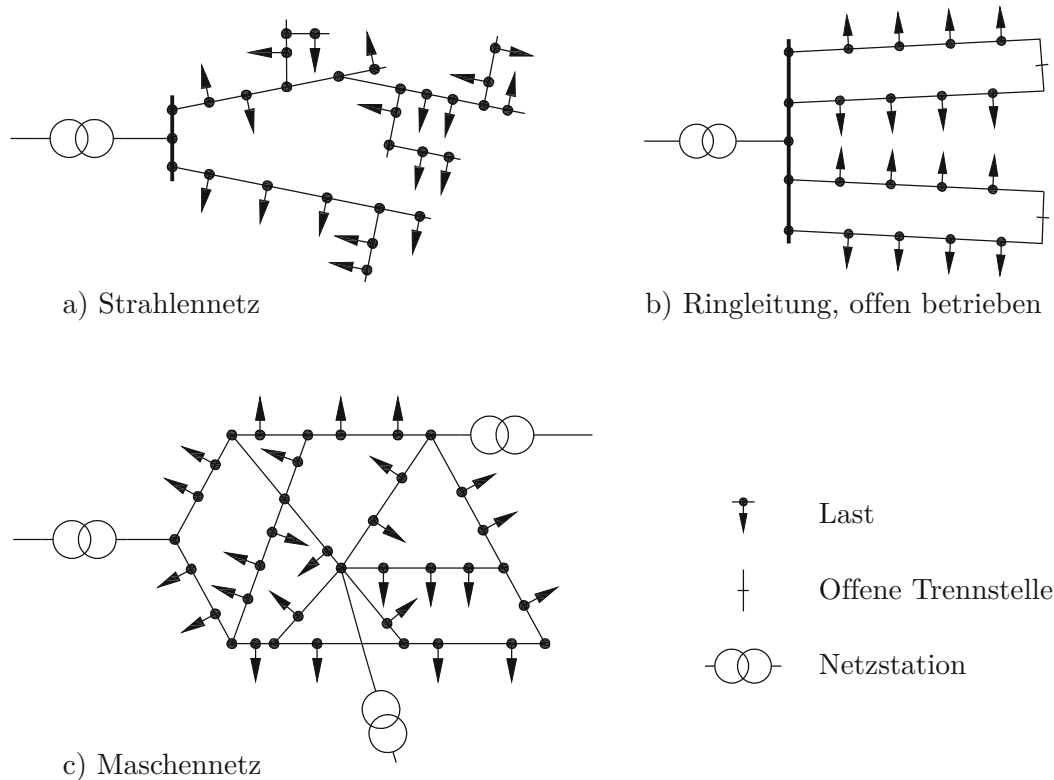


Abbildung 2.2: Verschiedene Netztopologien (Quelle: [22, S. 83])

2.1.2 Hochspannungsnetz

Das Hochspannungsnetz umfasst die Betriebsmittel auf der Spannungsebene 110 kV. Einspeise- bzw. Übertragungsleistung liegen hier in einem Bereich von etwa 10 MW bis 300 MW. [22, S. 87]

Die Hochspannungsebene tritt in unterschiedlichen Funktionen und damit einhergehend auch in unterschiedlichen Topologien auf. Einerseits können die 110 kV-Netze Aufgaben des Übertragungsnetzes übernehmen und sind in dieser Funktion in einer Maschen- oder Ringtopologie ausgeführt, da dies eine hohe Ausfallsicherheit gewährleistet. Die Energieflüsse treten in diesem Fall wie auf der Höchstspannungsebene ungerichtet auf. Andererseits übernehmen 110 kV-Netze Aufgaben des Verteilnetzes. Dann sind die Netze meist strahlenförmig ausgeführt und der Energiefluss ist nur in eine Richtung orientiert: Die Energie wird aus dem überlagerten Höchstspannungs- bzw. Übertragungsnetz bezogen und an lokale Verteilnetze und Großabnehmer abgegeben. Sowohl Freileitungen als auch Kabel sind auf dieser Spannungsebene üblich. Die Ausführung richtet sich nach den örtlichen Gegebenheiten (Freiland bzw. Stadt). [44, S. 550 ff.]

2.1.3 Mittelspannungsnetz

Das Mittelspannungsnetz umfasst die Spannungsebenen 10 kV und 20 kV. Es wird hauptsächlich aus dem übergeordneten Hochspannungsnetz über Umspannstationen mit einer Bemessungsleistung im Bereich von 20 MVA bis 50 MVA gespeist. Regenerative Stromerzeugungsanlagen und Kleinkraftwerke im Bereich von bis zu 10 MW speisen ebenfalls auf dieser Spannungsebene ein. Im urbanen Bereich wird die Mittelspannungsebene fast ausschließlich als Kabel ausgeführt, im ländlichen Bereich waren lange Zeit Freileitungen üblich, die heute aber sukzessive durch Erdkabel ersetzt werden. [22, S. 84 f.]

Das Mittelspannungsnetz transportiert die Energie vom Hochspannungsnetz zu den Ortsnetzstationen und zu Großabnehmern, wie z. B. Industrieanlagen. Daher bietet sich eine Ausführung als Strahlennetz oder als offenes Ringnetz an, dargestellt in Abbildung 2.2b. Dabei werden je zwei Strahlen als Halbringe aufgefasst, die bei Bedarf geschlossen werden können. So können die einfachere Handhabung des Strahlennetzes mit der höheren Versorgungssicherheit des Ringnetzes kombiniert werden. [44, S. 553 ff.]

2.1.4 Niederspannungsnetz

Das Niederspannungsnetz umfasst die Verteilung an die Endverbraucher auf der Spannungsebene von 0.4 kV. Im Normalfall wird die Energie aus dem Mittelspannungsnetz über die Ortsnetzstationen mit einer Bemessungsleistung von bis zu 630 kVA bezogen und von dort an die Haushalte verteilt, welche üblicherweise eine Anschlussleistung von 4 kVA oder 11 kVA haben. Im Unterschied zu allen anderen Spannungsebenen, die üblicherweise als Dreileiternetze ausgeführt sind, gibt es im Niederspannungsnetz stets einen Neutralleiter, der den Anschluss einphasiger Verbraucher ermöglicht. [22, S. 82 f.]

Die Topologie des Niederspannungsnetzes kann je nach den örtlichen Gegebenheiten und der Lastdichte vom Strahlen- bis zum Maschennetz reichen. Die am weitesten verbreitete Topologie ist allerdings wie auf der Mittelspannungsebene die des offenen Ringes. [22, S. 82 f.]

Auf der Nieder- und Mittelspannungsebene macht sich der Ausbau dezentraler erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen am stärksten bemerkbar, da diese Netze historisch ausschließlich zur Verteilung der elektrischen Energie von der höheren zur niedrigeren Spannungsebene ausgelegt sind und es nun bei Erzeugungsspitzen zu einer Umkehrung des Lastflusses kommt. [44, S. 567]

2.2 Auswirkungen der Einspeisung von verteilten erneuerbaren Energiequellen

Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen unterscheidet sich stark von der traditionellen Energieerzeugung. Während elektrische Energie über viele Jahrzehnte fast ausschließlich in zentralen Großkraftwerken erzeugt und dann unidirektional von der Höchstspannungsebene durch mehrere Umwandlungsschritte zu den Haushalten auf der Niederspannungsebene transportiert worden ist, sind erneuerbare Erzeugungsanlagen großteils dezentral und auf der Niederspannungsebene angeschlossen. Bei geringem Verbrauch und hoher Photovoltaik-Erzeugung kann es dadurch zeitweise zu einer Lastflussumkehr und lokalen Spannungsanhebungen kommen. Ebenso stellen auch steigende Lasten aufgrund der Elektromobilität das Netz vor große Herausforderungen. [2]

2.2.1 Auswirkungen und Maßnahmen im Verteilnetz

Zur Erläuterung der Auswirkungen einer Last oder Einspeisung auf die Spannung im Netz, werde Abbildung 2.3 betrachtet. Darin ist das einphasige Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung dargestellt. Im gewöhnlichen Lastfall bezieht die an Knoten 2 angeschlossene Last Wirkleistung P_2 und (induktive) Blindleistung Q_2 in Form von Wirkstrom I_W und Blindstrom I_B . I_B wird in nachfolgender Gleichung 2.1 negativ angeschrieben, da von einer induktiven Belastung ausgegangen wird und der Strom daher gegen die in Nullphasenlage angenommene Spannung in den vierten Quadranten verschoben wird, vergleiche dazu auch Abbildung 2.6. Beim Stromfluss über die Leitungsimpedanz $R + jX$ kommt es zu einem Spannungsabfall:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U} &= \underline{U}_1 - \underline{U}_2 = (R + jX) \cdot (I_W - jI_B) \\ &= (I_W \cdot R + I_B \cdot X) + j(I_W \cdot X - I_B \cdot R) \\ &= \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2} + j \frac{P_2 \cdot X - Q_2 \cdot R}{U_2} \end{aligned} \quad (2.1)$$

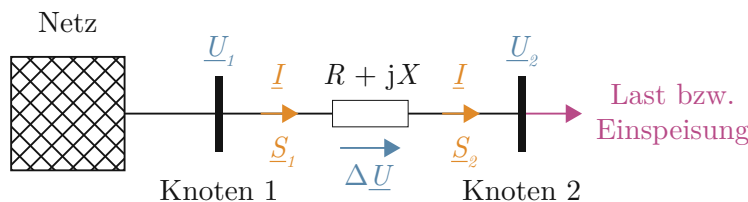


Abbildung 2.3: Ohmsch-induktives Leitungselement

In Niederspannungsnetzen ist die Winkeldifferenz zwischen zwei Netzknoten üblicherweise klein ($\delta_1 \approx \delta_2$) und kann daher für die hier durchgeführten Betrachtungen vernachlässigt werden. Infolgedessen kann auch für den Winkel des Spannungsabfalles

$$\delta(\Delta U) = \arctan \left(\frac{\operatorname{Im}(\Delta U)}{\operatorname{Re}(\Delta U)} \right) \approx 0 \quad (2.2)$$

angenommen werden. Dies ist gleichbedeutend mit $\operatorname{Im}(\Delta U) \approx 0$ und der Spannungsabfall am Knoten 2 gegenüber dem Knoten 1 kann angegeben werden als

$$\Delta U \approx \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2}. \quad (2.3)$$

Analog dazu führt die Einspeisung von Leistung, z. B. durch eine Photovoltaik-Anlage, zu einer Spannungsanhebung am Einspeisepunkt. Der Ausbau von Photovoltaik-Anlagen führt daher zunehmend zu unzulässigen Spannungsanhebungen und Spannungsbandverletzungen. [32, S. 240 ff.][12, S. 7]

Der zulässige Spannungsbereich für den Betrieb elektrischer Geräte ist im Allgemeinen mit $\pm 10\%$ der Nennspannung festgelegt. Entsprechend DIN 18015 („Elektrische Anlagen in Wohngebäuden“) müssen die Leitungen im Haushalt so dimensioniert sein, dass es zwischen Netzanschlusspunkt und Gerät maximal zu einem Spannungsabfall von 3% der Netzspannung kommt. Unter Berücksichtigung dieser Umstände, darf netzseitig am Anschlusspunkt die Abweichung von der Nennspannung nur maximal $\pm 7\%$ betragen.

Über viele Jahrzehnte hinweg waren Haushaltskunden reine Verbraucher mit sehr gut abschätzbarem Lastprofil. In diesem herkömmlichen Fall sinkt die Spannung stets mit fortlaufender Feederlänge und es ist ausreichend, den Ortsnetztransformator und die Leitungen bei der Errichtung so zu dimensionieren, dass im maximalen Lastfall alle angeschlossenen Haushalte innerhalb des zulässigen Spannungsbandes liegen. Durch die Entwicklungen der letzten Jahre kommt es aber im Niederspannungsnetz zu deutlich größeren Spannungsschwankungen. Abbildung 2.4a zeigt eine untere Spannungsbandverletzung infolge von erhöhtem Verbrauch z. B. durch das Laden von Elektrofahrzeugen und den Betrieb von Wärmepumpen im Winter. Abbildung 2.4b zeigt hingegen eine obere Spannungsbandverletzung, welche durch die Einspeisung der Photovoltaik-Leistung in den Mittagsstunden v. a. im Sommer verursacht wird.

In den kommenden Unterabschnitten werden die drei folgenden unterschiedlichen Ansätze zur Lösung des beschriebenen Problems vorgestellt:

- 2.2.1.1 Leistungstransformator mit Laststufenschalter
- 2.2.1.2 Blindleistungsregelung am Photovoltaik-Wechselrichter
- 2.2.1.3 Einsatz von Energiespeichern

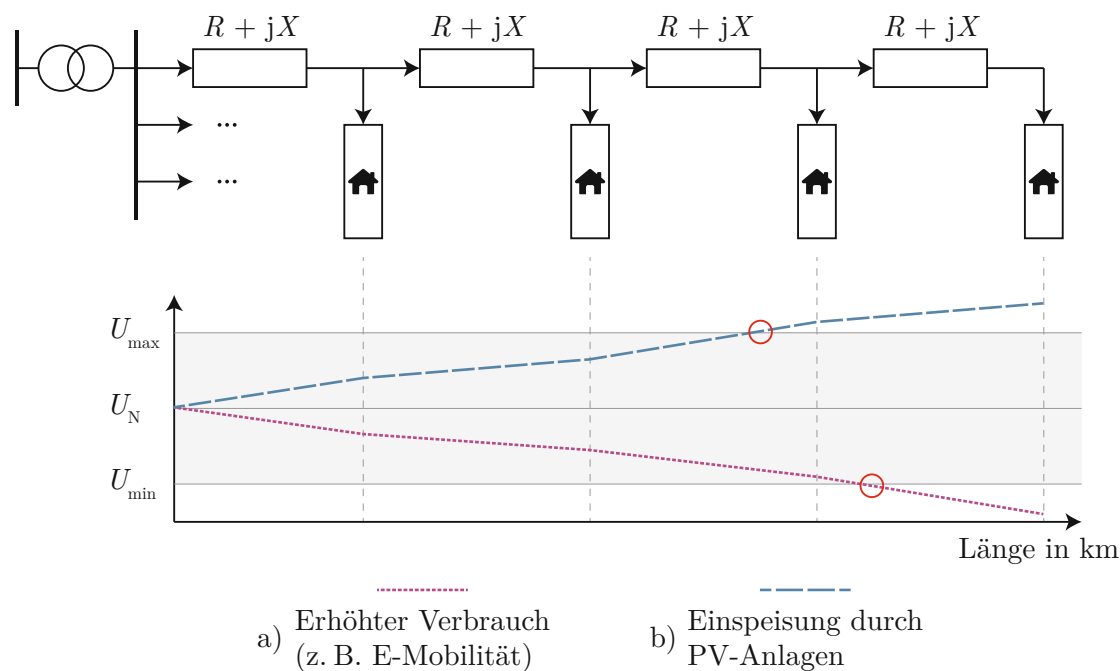


Abbildung 2.4: Schematische Darstellung des Spannungsprofils entlang eines Radialfeeders (Eigene Darstellung basierend auf [56])

Diese schließen sich nicht aus, sondern kommen im besten Fall gleichzeitig und aufeinander abgestimmt zum Einsatz und ermöglichen so die weitere Integration von verteilten erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen.

2.2.1.1 Leistungstransformator mit Laststufenschalter

Bei einem Leistungstransformator mit Laststufenschalter (engl. on-load tap changer, OLTC) oder kurz *Regeltransformator* am Anfang des Feeders, kann das Übersetzungsverhältnis des Transformators und damit die Sekundärspannung, also die Spannung am Beginn des Feeders, im laufenden Betrieb verändert werden. Dadurch wird das gesamte Spannungsprofil nach oben oder unten verschoben, in seiner Form aber nicht verändert. [23, S. 174]

Auf die genaue technische Funktionsweise eines Regeltransformators wird hier nicht weiter eingegangen, da dieses Thema den Rahmen der Diplomarbeit verlässt.

In Abbildung 2.5a ist schematisch ein Fall dargestellt, bei dem die ersten drei Haushalte Leistung in das Netz einspeisen, was bereits beim dritten Haushalt eine obere Spannungsbandverletzung verursacht. Sobald die Spannungsbandverletzung detektiert

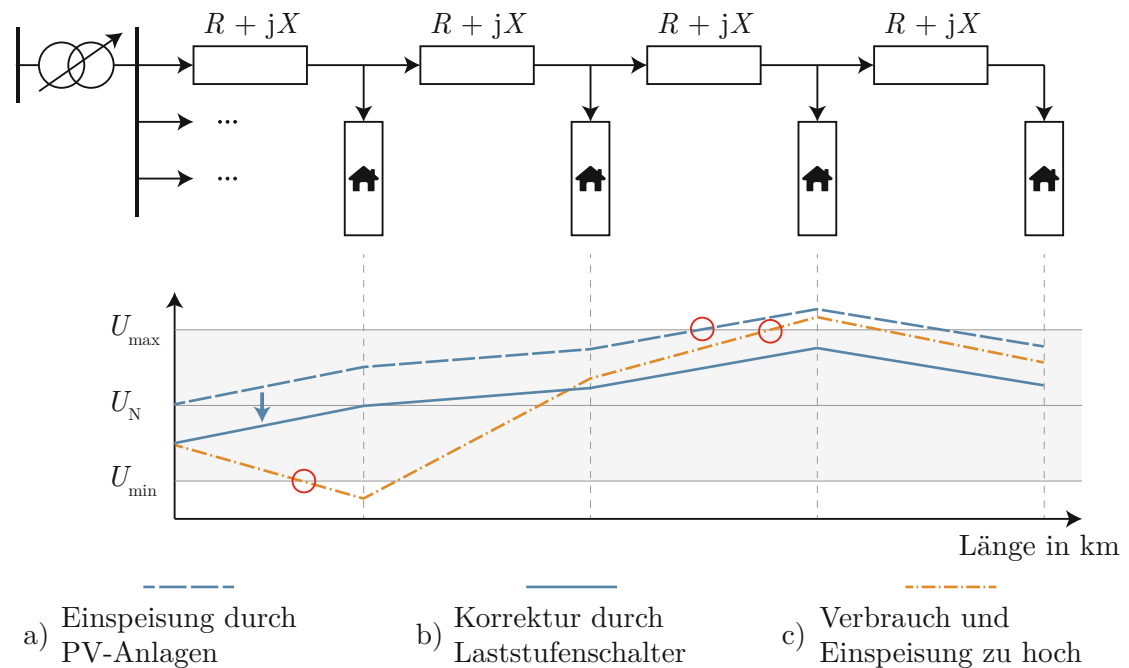


Abbildung 2.5: Schematische Darstellung der Wirkung eines Regeltransformators (Eigene Darstellung basierend auf [56])

wird, tritt der Regeltransformator in Aktion. Die Spannung am Beginn des Feeders wird soweit abgesenkt, dass das gesamte Spannungsprofil innerhalb der zulässigen Grenzen liegt, wie in Abbildung 2.5b zu sehen ist. Analog dazu würde auch eine untere Spannungsbandverletzung behandelt werden.

Im Fall von Abbildung 2.5c treten entlang des Feeders sowohl eine obere als auch eine untere Spannungsbandverletzung auf. Dazu kann es kommen, wenn es entlang sehr langer Feeder große Erzeuger und große Verbraucher gibt. Hier kann der Regeltransformator nicht mehr eingesetzt werden, da eine Verschiebung des Lastprofils zwar eine der beiden Spannungsbandverletzungen beheben könnte, dabei aber die andere verschlimmern würde.

Wie in Abbildung 2.5 angedeutet ist, sind an einem Transformator meist mehrere Feeder angeschlossen. Weisen diese stark unterschiedliche Spannungsprofile auf (z. B. ein Feeder hat hohe Photovoltaik-Einspeisung, also steigende Spannung, ein anderer Feeder hauptsächlich Verbraucher, also sinkende Spannung), so kann der Regeltransformator ebenfalls nicht zum Einsatz kommen, da sich die Verschiebung des Spannungsprofils auf alle Feeder gleichermaßen auswirkt. Die Behebung einer oberen Spannungsbandverletzung an einem Feeder, würde dann zu einer unteren Spannungsbandverletzung an einem anderen Feeder führen. [23, S. 174]

2.2.1.2 Blindleistungsregelung am Photovoltaik-Wechselrichter

Wenn der Regeltransformator nicht zum Einsatz kommen kann, ist es daher notwendig, die Spannungsanhebung am Einspeisepunkt der Photovoltaik-Anlage tatsächlich zu reduzieren. Durch die Einspeisung von Wirk- und Blindleistung anstatt reiner Wirkleistung kann dies bewerkstelligt werden.

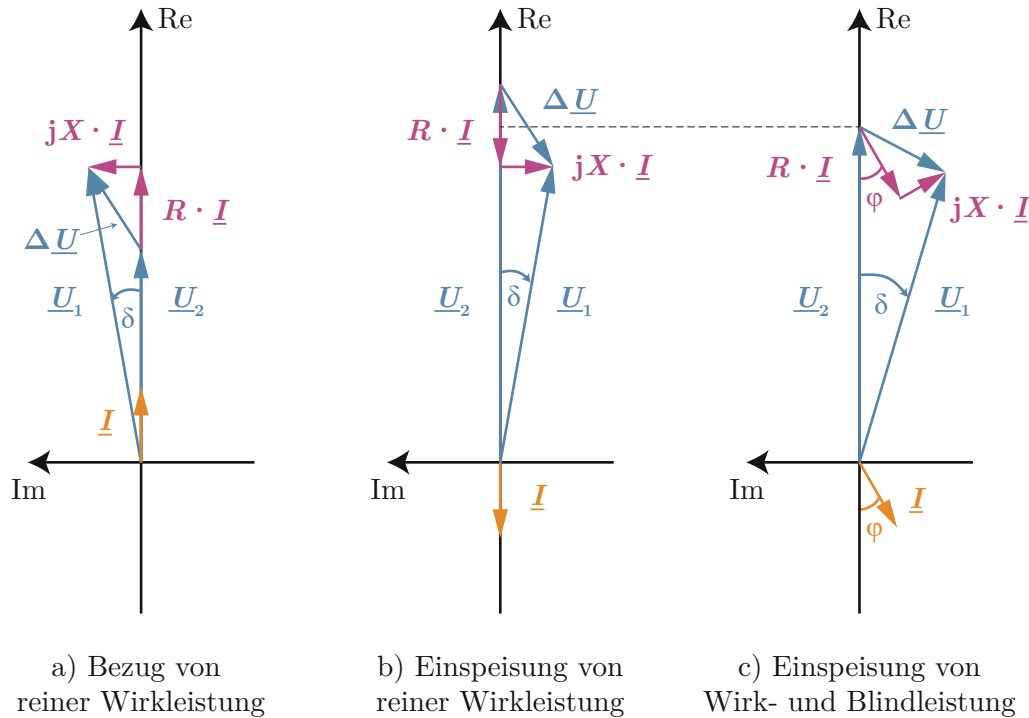


Abbildung 2.6: Zeigerdiagramme für verschiedene Last- bzw. Einspeisefälle in Abbildung 2.3 (Eigene Darstellung basierend auf [12, S. 7] und [32, S. 242])

Bereits aus Gleichung 2.3 ist ersichtlich, dass die Spannungsanhebung aufgrund der Einspeisung von Wirkleistung durch einen Blindleistungsfluss in entgegengesetzter Richtung theoretisch ausgeglichen werden kann:

$$\Delta U = 0 \quad \rightarrow \quad Q_2 = -\frac{P_2 \cdot R}{X} \quad (2.4)$$

Diese Tatsache lässt sich anhand der Zeigerdiagramme in Abbildung 2.6 auch grafisch erklären. Aus optischen Gründen sind die Spannungswinkel auf $\delta(U_2) = 0$ bezogen. Der Betrag von \underline{U}_1 ist vom Netz vorgegeben und daher unabhängig vom Lastfall konstant. Teilbild a) zeigt den Fall des reinen Wirkleistungsbezuges an Knoten 2. Der Spannungsabfall über der Leitungsimpedanz führt zu einer Verminderung von \underline{U}_2 . In Teilbild b) ist

die reine Wirkleistungseinspeisung ($\cos \varphi = 1$) einer unregulierten Photovoltaik-Anlage zu sehen. Der Zählpfeilrichtung in Abbildung 2.3 entsprechend, ist der Wirkstrom negativ eingezeichnet. Der Spannungsabfall über die Leitungsimpedanz führt folglich zu einer deutlichen Erhöhung von \underline{U}_2 . Im Vergleich dazu ist in Teilbild c) die Einspeisung einer Photovoltaik-Anlage mit Blindleistungsregelung dargestellt. Dabei wird der Stromzeiger um den Winkel φ verdreht (entsprechend einem vorgegebenen Leistungsfaktor $\cos \varphi$), sodass sich die beiden Spannungszeiger \underline{U}_1 und \underline{U}_2 betragsmäßig weniger stark unterscheiden. An der strichlierten Linie kann man die Reduktion der Spannungsanhebung erkennen.

Die Blindleistungsregelung wird vom Wechselrichter durchgeführt und kann auf unterschiedlichen Regelmechanismen beruhen. Vier Regelmechanismen seien nachfolgend erläutert. Unabhängig vom Regelmechanismus muss der Wechselrichter entsprechend überdimensioniert werden, um zusätzlich zur gesamten Wirkleistung auch noch Blindleistung einspeisen zu können. [12]

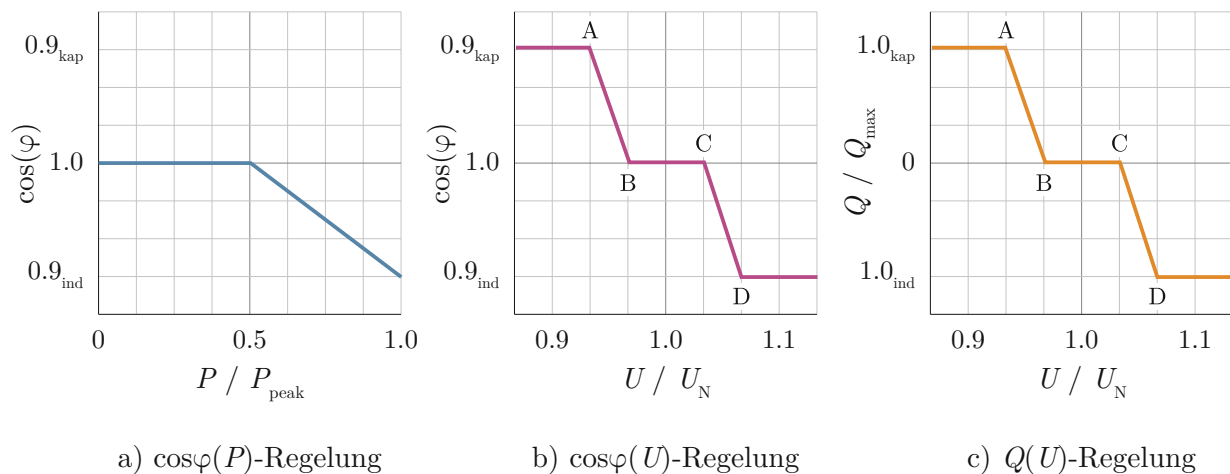


Abbildung 2.7: Kennlinien verschiedener Blindleistungsregelungsverfahren (Eigene Darstellung basierend auf [52])

Fixe $\cos \varphi$ -Vorgabe Dabei wird am Wechselrichter dauerhaft ein konstanter Leistungsfaktor eingestellt. Dieses Konzept ist in der Implementierung einfach und sorgt dafür, dass sich alle Anlagen in gleicher Weise an der Blindleistungsbereitstellung beteiligen. Der große Nachteil dabei ist aber, dass es vollkommen unabhängig vom Bedarf zu sehr hohen Blindleistungsflüssen kommt. Das stellt eine Belastung für das Netz dar und kann sich sogar negativ auf die Spannungshaltung auswirken. [12]

Wirkleistungsabhängige $\cos \varphi$ -Vorgabe Bei der $\cos \varphi(P)$ -Regelung stellt der Wechselrichter den $\cos \varphi$ in Abhängigkeit von der abgegebenen Wirkleistung ein. Wie in Abbildung 2.7a zu sehen ist, wird bis zu einer gewissen Leistungserzeugung reine Wirkleistung eingespeist, darüber wird der Leistungsfaktor linear abgesenkt und erreicht bei maximaler Wirkleistungsabgabe sein Minimum. Diese Einstellung beruht auf der – nicht unbedingt immer gültigen – Annahme, dass zum Zeitpunkt der höchsten Wirkleistungsproduktion auch die höchste Spannungsanhebung auftritt.

Der Vorteil dieser Regelung ist, dass die Blindleistungseinspeisung unabhängig von der Position im Netz ist und es somit zu keiner Ungleichbehandlung der Anlagen kommt. Nachteilig ist, dass es dadurch zu unnötig hoher Blindleistungseinspeisung kommen kann, wenn die hohe Wirkleistungsproduktion mit gleichzeitig hoher Last zusammenfällt und die Annahme der höchsten Spannungsanhebung zu diesem Zeitpunkt nicht gerechtfertigt ist. [12]

Spannungsabhängige $\cos \varphi$ -Vorgabe Bei der $\cos \varphi(U)$ -Regelung wird der Leistungsfaktor in Abhängigkeit von der Spannung am Einspeisepunkt festgelegt, siehe Abbildung 2.7b. Die Stützpunkte der Kennlinie sind in Tabelle 2.1 aufgelistet. Dadurch kommt es zu einem effizienteren Einsatz von Blindleistung als in den beiden zuvor genannten Mechanismen. Transformatornahe Anlagen, die meist noch keine Spannungsprobleme haben, müssen weniger Blindleistung zur Verfügung stellen, weiter entfernte Anlagen mehr. Sollte die Spannung im Netz zu niedrig sein, kann der Leistungsfaktor auch in die andere Richtung gedreht werden und so spannungsstützend wirken. [12]

Spannungsabhängige Blindleistungsvorgabe Die $Q(U)$ -Regelung folgt im Prinzip der selben Charakteristik wie die $\cos \varphi(U)$ -Regelung, allerdings wird dabei ein fester Wert der Blindleistungseinspeisung vorgegeben, siehe Abbildung 2.7c und Tabelle 2.1. Der Leistungsfaktor wird entsprechend der Blindleistungsvorgabe eingestellt.

Ist die Wirkleistungsproduktion der Photovoltaik-Anlage zu gering, um die entsprechend der Kennlinie geforderte Blindleistung bereitzustellen, dann liefert der Wechselrichter jene Menge an Blindleistung, die mit der vorhandenen Wirkleistung und dem gerätespezifisch minimal möglichen Leistungsfaktor (z. B. $\cos \varphi = 0.85$) bereitgestellt werden kann.

Ergibt sich hingegen aus Wirkleistung und geforderter Blindleistung eine höhere Scheinleistung, als die Nennscheinleistung des Wechselrichters zulässt, dann wird die Wirkleistung reduziert. Eine entsprechend großzügige Überdimensionierung des Wechselrichters ist also sinnvoll, um eine Reduktion der Wirkleistung zu vermeiden. [20]

Stützpunkt	U/U_N	$\cos \varphi(U)$ -Regelung	$Q(U)$ -Regelung
A	0.92	$\cos \varphi = 0.9_{\text{kap}}$	$Q = S_N \cdot 0.436_{\text{kap}}$
B	0.96	$\cos \varphi = 0$	$Q = 0$
C	1.05	$\cos \varphi = 0$	$Q = 0$
D	1.08	$\cos \varphi = 0.9_{\text{ind}}$	$Q = S_N \cdot 0.436_{\text{ind}}$

Tabelle 2.1: Empfohlene Stützpunkte der $\cos \varphi(U)$ - und $Q(U)$ -Kennlinien (Quelle: [52])

2.2.1.3 Einsatz von Energiespeichern

Der Einsatz von Energiespeichern in Kombination mit einer Photovoltaik-Anlage kann ebenfalls stark zu einer Entlastung des Netzes beitragen, indem zu Zeiten hoher Erzeugung die Leistung nicht in das Netz eingespeist, sondern zum Laden des Speichers genutzt wird. Auf die unterschiedlichen Speichertechnologien wird in Abschnitt 2.4 eingegangen, Speicherbewirtschaftungskonzepte werden in Abschnitt 2.6 behandelt und die Auswirkungen von Energiespeichern auf das Netz werden detailliert in Kapitel 4 untersucht.

2.2.2 Auswirkungen und Maßnahmen im Übertragungsnetz

Durch die zeitlich und räumlich volatile Energieerzeugung der erneuerbaren Quellen sowie den internationalen Stromhandel, werden auf der Ebene des Übertragungsnetzes immer größere Mengen Energie über größere Distanzen transportiert. Während der Ausbau erneuerbarer Energieerzeuger relativ schnell voranschreitet, hinkt der dringende notwendige Netzausbau hinterher. [33]

[22] beschreibt 2013, dass Übertragungsnetzbetreiber in „unvorhergesehenen kritischen Notlagen“ Redispatch-Maßnahmen ergreifen können. Ein Redispatch ist das Abändern der angemeldeten Fahrpläne der Kraftwerksbetreiber. Durch den rasanten Ausbau erneuerbarer Energiequellen war der Redispatch bereits 2017 keine selten angewandte Notmaßnahme mehr. An 301 Tagen kam es zu kritischen Situationen, die einen Redispatch erforderten, was diese Maßnahme mittlerweile zu einem unabdingbaren Instrument der Netzbetriebsführung macht. Dabei werden vielfach erneuerbare Erzeugungsanlagen abgeregelt und fossile hochgefahren, was im Jahr 2017 in Österreich Kosten von rund 319 Millionen Euro sowie zusätzliche CO_2 -Emissionen von rund 1,5 Millionen Tonnen verursacht hat. [4]

Laut dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG „[...] können strukturelle Engpässe im APG-Übertragungsnetz jedoch nur durch Netzausbau und mit den NEP-Projekten [Anm.: NEP = Netzentwicklungsplan] gelöst werden.“ [33]

2.3 Der europäische Strommarkt und gesetzliche Rahmenbedingungen

Während im vorangegangenen Abschnitt mit dem Netz die technisch-physikalische Komponente des Energieversorgungssystems abgedeckt wurde, soll zum Zwecke eines umfassenden Verständnisses des Energieversorgungssystems in diesem Abschnitt beleuchtet werden, wie elektrische Energie in Europa gehandelt und vermarktet wird und welche gesetzlichen Rahmenbedingungen es bezüglich des Netzbetriebes und vor allem bezüglich des Einsatzes von Energiespeichern gibt.

2.3.1 Historische Entwicklung

Der Energieversorgungssektor war in ganz Europa bis zum Ende der Jahrtausendwende von vertikal integrierten Monopolunternehmen geprägt, die sich meist in staatlichem Besitz befunden haben. Vertikal integriert bedeutet, dass Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung einem einzigen Unternehmen obliegen. Daraus resultierten einerseits organisatorische Vorteile, andererseits aber auch Ineffizienzen und Wettbewerbsnachteile. [51, S. 353 f.]

2.3.2 Ziele und Umsetzung der Strommarktliberalisierung

Im Jahr 1996 wurde in der EU mit der ersten *Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität* der Grundstein für eine Transformation des bestehenden Systems hin zu einem liberalen Strommarkt gelegt. In Österreich wurde die Richtlinie 1998 in nationales Recht umgesetzt und 1999 der Strommarkt für Großkunden geöffnet. 2001 folgte dann die vollständige Strommarktliberalisierung. [1]

Grundgedanke der Strommarktliberalisierung war, dass man durch Wettbewerb am Strommarkt Effizienzgewinne, sinkende Energiepreise und dadurch global wirtschaftliche Vorteile erzielen könnte. Inwieweit dies tatsächlich eingetreten ist, ist umstritten. So schreibt [5, S. 112]:

„Bis jetzt sind diese [Anm.: Vorteile] allerdings nur selten erreicht worden oder dem Kleinverbraucher nicht zu Gute gekommen. Im Gegenteil, die Preise sind meistens gestiegen, vor allem, wenn die Liberalisierung von einer Privatisierung begleitet wurde.“

Kernstück und Voraussetzung eines liberalisierten Strommarktes ist die Entflechtung (*Unbundling*) vertikal integrierter Unternehmen. Dies bedeutet konkret eine strikte Trennung von Stromhändlern, wozu Erzeugungs- und Vertriebsunternehmen gehören,

und des Netzbetreibers. Die Netzbetreiber bleiben als natürliche Monopole bestehen, da mehrere parallele Netze wirtschaftlich keinen Sinn ergeben würden. [39, S. 293 f.]

2.3.3 Stromhandel am liberalisierten Markt

Abbildung 2.8 zeigt den grundsätzlichen Aufbau des europäischen Strommarktes. Die folgende Erläuterung der verschiedenen Märkte stellt nur eine überblicksmäßige Zusammenfassung dar – eine umfassende Behandlung würde den Rahmen dieser Diplomarbeit verlassen.

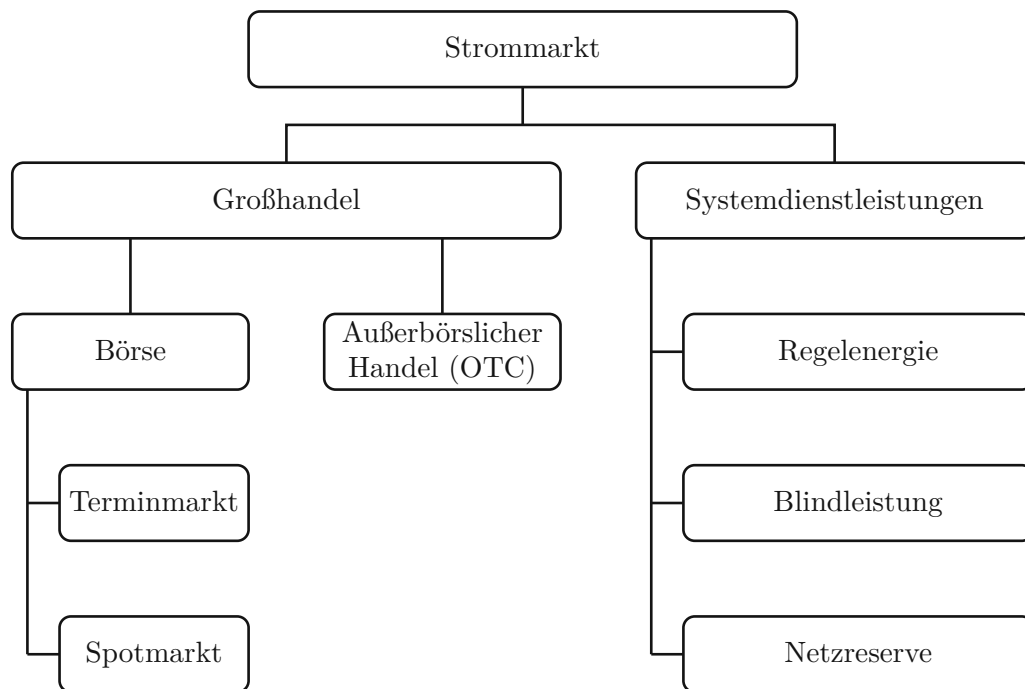


Abbildung 2.8: Strommarktdesign (Quelle: [39, S. 292])

Terminmarkt Hier werden langfristige Handelsgeschäfte durchgeführt. Der Zeitraum bis zur Erfüllung (also physikalischen Lieferung der Energie) kann sich auf bis zu sechs Jahre erstrecken. Dadurch können sich Marktteilnehmer (Erzeuger, Händler, Großabnehmer) langfristig stabile Preise sichern. Als *Futures* bezeichnet man die gehandelten Kontrakte, meist standardisierte Monats-, Quartals- oder Jahreskontrakte. Am Terminmarkt findet auch zu einem großen Teil spekulativer Stromhandel statt, bei dem Händler durch den Kauf bei niedrigen Preisen und den Verkauf bei hohen Preisen Gewinne erzielen. [39, S. 295 ff.]

Spotmarkt Am Spotmarkt wird Energie kurzfristig gehandelt und dient meist der Optimierung des Erzeugungs- oder Verbrauchsportfolios. Aufgrund der Kurzfristigkeit werden die Geschäfte tatsächlich erfüllt, spekulativer Handel findet hier in der Regel nicht statt. Der Spotmarkt gliedert sich noch einmal in den *Day-Ahead-Markt* bei dem Handelsgeschäfte für den nächsten Tag abgeschlossen werden und den *Intraday-Markt*, bei der die Erfüllung der abgeschlossenen Kontrakte noch am selben Tag erfolgt. [39, S. 295 ff.]

Außerbörslicher Handel (OTC) Bei dieser Form des Handels werden bilaterale Verträge direkt zwischen Verkäufer und Käufer abgeschlossen. Die Abkürzung OTC steht für *over the counter*, was auf deutsch so viel heißt wie „über den Ladentisch“. Aufsicht und Kontrolle wie an einer Strombörse gibt es dabei nicht. Der mit Abstand größte Teil aller Handelsgeschäfte wird auf diesem Weg abgewickelt. Im Jahr 2018 wurden rund 80 % (4956 TWh) der gehandelten Energie in Deutschland über den OTC-Markt verkauft und nur rund 20 % (1336 TWh) über Strombörsen. [51, S. 359]

2.3.4 Rechtliche Rahmenbedingungen für den Betrieb von Energiespeichern

Aus dem beschriebenen Wandel von vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen hin zu einem entflochtenen und liberalisierten Strommarkt ergeben sich unmittelbar Fragen, die Auswirkungen auf die Speicherintegration haben. In Österreich ist das diesbezüglich relevante Gesetz das „Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz“, kurz ElWOG, sowie die „Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU“, kurz Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie.

Während das ElWOG den Betrieb und die Definition von Energiespeichern nur unzureichend regelt, stellt die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie klar, dass es Verteilnetzbetreibern nicht gestattet wird, „Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben“, außer es handelt sich dabei um vollständig integrierte Netzkomponenten. Diese werden definiert als „Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen.“ [14]

Wie weit oder eng die Formulierung „Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebes“ ausgelegt wird, also was das für den konkreten Betrieb eines Speichers bedeutet, bleibt dabei nach wie vor unklar. Damit einhergehend ist es für Netzbetreiber

derzeit nur schwer möglich, auf rechtlich sicherer Basis Speichersysteme zu errichten und entsprechend unattraktiv, Investitionen in diese Richtung zu tätigen, wie [27] ausführt.

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird die rechtliche Thematik nicht weiter vertieft, es wird jedoch darauf hingewiesen, dass für eine funktionierende Speicherintegration neben den technischen, auch die rechtlichen Fragen zu beantworten sind.

2.4 Gliederung von Energiespeichern

Wesentliches Element der hier vorliegenden Diplomarbeit sind die Energiespeicher. Daher soll in diesem Abschnitt geklärt werden, was ein Energiespeicher ist, wie er ausgeführt sein kann und welche Eigenschaften er haben kann. Folgende allgemeine Definition bietet [47, S. 26]:

„Ein *Energiespeicher* ist eine energietechnische Einrichtung, welche die drei folgenden Prozesse beinhaltet: Einspeichern (Laden), Speichern und Ausspeichern (Entladen).“

2.4.1 Gliederung nach Funktion

Den Ausführungen von [23, S. 137] folgend, können Energiespeicher nach ihrer Funktion im Energiesystem in drei Kategorien eingeteilt werden:

2.4.1.1 Kategorie A - Sektorale Energiespeicher

Diese Kategorie umfasst Speicher, die elektrische Energie am selben Netzpunkt vom Netz beziehen und ins Netz einspeisen. Dies entspricht der Definition sektoraler Energiespeicher von [47, S. 27]: „*Sektorale Energiespeicher* sind Energiespeicher, die rein in einem Energiesektor eingesetzt werden. Das Ein- und Ausspeichern erfolgt bidirektional im selben Sektor.“

In dieser Arbeit werden nur Speicher der Kategorie A tatsächlich als Speicher modelliert. Die Betrachtung der verschiedenen Speichertechnologien in Abschnitt 2.5 erfolgt daher unter der Prämisse, dass ausschließlich elektrische Energie ein- und ausgespeichert wird.

2.4.1.2 Kategorie B - Sektorübergreifende Energiespeicher

Diese Kategorie beschreibt Speicher, die Energie nicht am Ladepunkt zurück ins Netz einspeisen. Dies entspricht der Definition sektorübergreifender Energiespeicher von [47, S. 27]: „Sektorübergreifende Energiespeicher sind Energiespeicher, die in einem oder mehreren Energiesektoren eingesetzt werden und uni- und/oder bidirektional arbeiten. Das Ein- und Ausspeichern erfolgt nicht zwangsläufig im selben Sektor.“ Derartige Speicher stellen also Koppelpunkte zwischen verschiedenen Sektoren dar und sind Schlüsselement der sogenannten Sektorkopplung.

Wie [58] detailliert ausführt, findet man in der Literatur viele verschiedene Definitionen der Begriffe *Sektor* und *Sektorkopplung*, welche sich teilweise widersprechen. Als „Sektoren“ werden oft ohne weitere Differenzierung die Begriffe Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung, Strom, Gas, Wärme, Industrie, Verkehr etc. genannt.

[23] führt im Zuge einer gesamtheitlichen Betrachtung nun eine klare Definition der Sektorkopplung ein, in welcher zwischen

- Vektorübergreifender Sektorkopplung (Cross-Vector Sector Coupling)
- Endverbrauchs-Sektorkopplung (End-Use Sector Coupling)

unterschieden wird. Als Vektoren werden dabei die Energieträger Strom, Wärme und Gas definiert. Als Endverbrauchssektoren werden u. a. Landwirtschaft, Haushalte, Verkehr, Industrie etc. verwendet.

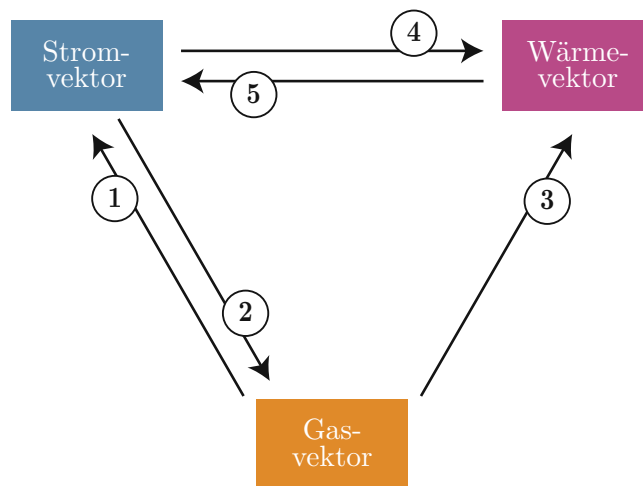


Abbildung 2.9: Schematische Darstellung der Sektorkopplung (Eigene Darstellung basierend auf [16, S. 33])

Energiespeicher der Kategorie B ermöglichen im Rahmen dieser Definition also die vektorübergreifende Sektorkopplung, wie in Abbildung 2.9 zu sehen ist. Die darin dargestellten Nummern 1 bis 5 stehen für die entsprechenden Umwandlungsprozesse und seien im Folgenden genannt. In Klammer steht jeweils die zum Prozess gehörende Hardware.

- 1 ... Verstromung von Gas (Brennstoffzelle oder thermisches Kraftwerk)
- 2 ... Power to Gas (Elektrolyseur)
- 3 ... Verbrennung von Gas (Gastherme)
- 4 ... Power to Heat (Heizstab, Wärmepumpe)
- 5 ... Organic Rankine Cycle

Ein Beispiel sei hier näher ausgeführt: Überschussstrom durch Einspeisung von Photovoltaik- oder Windkraftanlagen kann zur Wasserstoff- und in weiterer Folge Methanherstellung verwendet werden. In dieser Form ist die Energie gut speicherbar und kann von hier aus drei verschiedene Pfade einschlagen. Erstens kann sie über das Gasnetz einem Endverbrauchssektor (z. B. der Industrie) zugeführt werden. Zweitens kann das Gas in einem Gaskraftwerk über eine Turbine und einen Generator rückverstromt werden, also wieder in den Stromvektor wandern. Drittens kann das Gas in einem Heizwerk in thermische Energie umgewandelt und über den Wärmevektor (z. B. das Fernwärmenetz) an die Endverbraucher abgegeben werden.

2.4.1.3 Kategorie C - Lastmanagement

Diese Kategorie von Energiespeichern führt zu einer zeitlichen Lastverschiebung am Ladepunkt. Es wird also elektrische Energie zu einem Zeitpunkt bezogen, wenn diese verfügbar ist und dadurch der Energieverbrauch am jeweiligen Netzpunkt in der nahen Zukunft reduziert. Obwohl es sich dabei auf den ersten Blick nicht um eine Möglichkeit zur Energiespeicherung handelt, erfüllt es aus Sicht des Netzes die selbe Funktion wie ein Speicher und kann daher neben sektoralen und sektorübergreifenden Energiespeichern als dritte Speicherkategorie eingeführt werden.

Während die Speicher der Kategorien A und B stets zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch elektrischer Energie angesiedelt sind und das Ziel haben, die Energie so lange zwischenzuspeichern, bis sie ihrem Endverbrauch zugeführt wird, verfolgt das Lastmanagement (engl. *demand side management*) den Ansatz, dass die elektrische Energie verbraucht wird, wenn sie verfügbar ist und anschließend in der Form ihrer Endnutzung gespeichert wird. [47, S. 575 ff.]

Ein Beispiel, wo Lastmanagement den elektrischen Energieverbrauch in der Zukunft verringert – also wie ein herkömmlicher Speicher eine Lastverschiebung bewirkt – ist die Wärmebereitstellung in Haushalten. Wärmepumpen oder direkte Elektroheizer gehen dann in Betrieb, wenn Überschussstrom im Netz verfügbar ist. Dies kann z. B. über

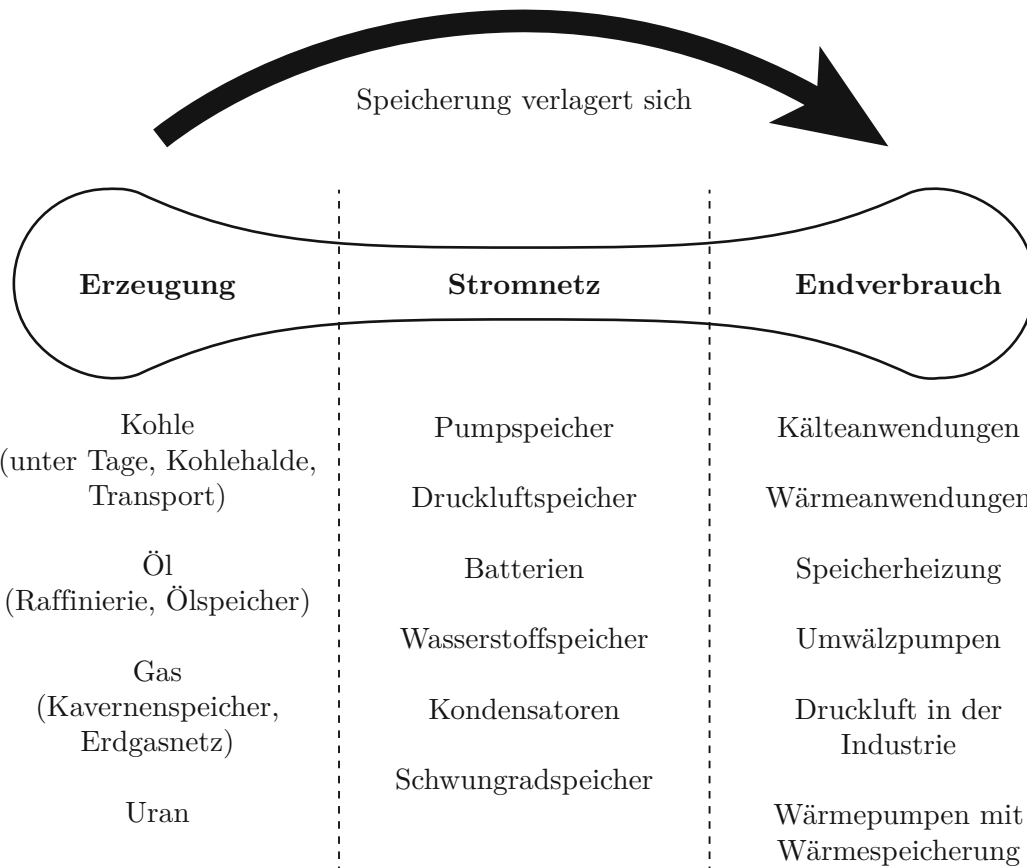


Abbildung 2.10: Der Wandel von *Supply Side Management* zum *Demand Side Management* (Eigene Darstellung basierend auf [47, S. 577])

eine strompreisgebundene Heizungssteuerung erfolgen. [23, S. 144 f.]

Dieser Ansatz wird für die Energiewende eine bedeutende Rolle spielen, da wichtige Primärenergiespeicher (Kohle, Öl etc.) wegfallen. Wie Abbildung 2.10 zeigt, verlagert sich die Energiespeicherung von der Erzeugerseite stark auf die Endverbrauchsseite. Das hat gegenüber der sektoralen Speicherung elektrischer Energie große Vorteile, die für die Nutzung von Lastmanagement als Energiespeicher sprechen, z. B.

- dass Wandlungsverluste durch die Speicherung praktisch komplett entfallen,
- dass die Investitionskosten praktisch bei Null liegen, da keine neuen Speicher errichtet werden müssen, sondern bestehende Kapazitäten genutzt werden, sowie
- die enormen zur Verfügung stehenden Kapazitäten, da plötzlich jeder Warmwas-

serspeicher, jeder Kühlschrank etc. als Speicher zur Verfügung steht.

Als Einschränkung ist allerdings zu erwähnen, dass diese Speicher oft nur eine kurze Lastverschiebung von einigen Minuten bis maximal Stunden ermöglichen. Für Lastverschiebungen über mehrere Tage eignet sich diese Herangehensweise nicht. [47, S. 575 ff.]

2.4.2 Gliederung nach Speicherdauer

Die bestimmende Größe zur zeitlichen Einteilung von Speichern ist die Ausspeicherdauer, die auch als E/P-Ratio angegeben wird. Darunter versteht man die Speicherkapazität in kWh dividiert durch die Nennleistung in kW. Sie gibt also an, wie lange der Speicher bei Nennleistung ausspeichern kann. [26, S. 33]

Anhand dieser Ausspeicherdauer lassen sich Energiespeicher grob in Kurz- und Langzeitspeicher gliedern. Erstere haben Ausspeicherdauern von Nanosekunden bis maximal 24 Stunden, zweitere von über 24 Stunden bis zu mehreren Jahren. [47, S. 41 ff.]

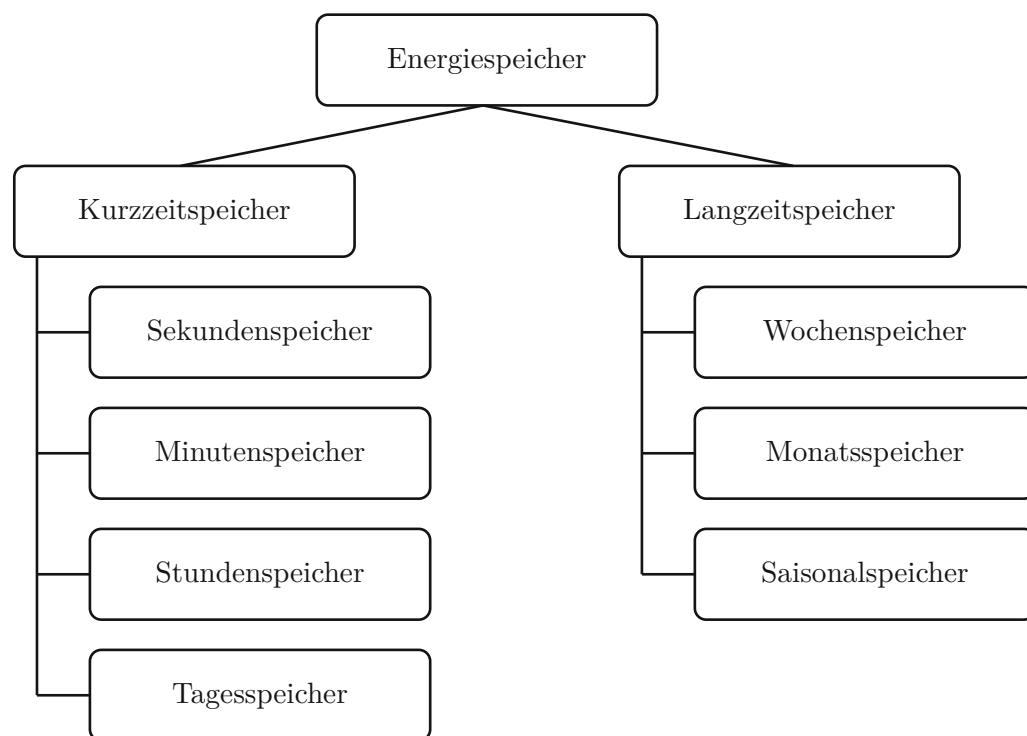


Abbildung 2.11: Zeitliche Gliederung von Energiespeichern (Eigene Darstellung basierend auf [47, S. 42])

Abbildung 2.11 gibt einen Überblick über die detaillierte zeitliche Gliederung von Energiespeichern. Klassische Beispiele für Kurzzeitspeicher im Sekunden- und Minutenbereich sind Schwungräder (mechanisch), supraleitende elektromagnetische Spulen und Doppelschichtkondensatoren (elektrisch). Für längere Dauern, von Stunden bis Wochen, kommen sehr häufig Batterien (elektrochemisch), sensible Wärmespeicher (thermisch) sowie Pump- und Druckluftspeicher (mechanisch) zum Einsatz. Für sehr lange Zeiträume, also Monate bis Jahre, eignen sich nur wenige Pumpspeicherkraftwerke, hauptsächlich werden also Öl- und Gasspeicher in Form von Kavernen- und Porenspeichern verwendet (chemisch). [47, S. 41 ff.]

2.4.3 Gliederung nach Speichertechnologie

Die wesentlichste Art der Gliederung von Speichern ist die Speichertechnologie. Dies meint sowohl den Energieträger selbst als auch die entsprechenden Umwandlungstechnologien, welche die elektrische Energie in die zu speichernde Form und wieder zurück transformieren. Die Speichertechnologie hat erheblichen Einfluss auf die energetischen und wirtschaftlichen Eigenschaften sowie die Lebensdauer und Umweltauswirkungen eines Energiespeichers. Im nun folgenden Abschnitt 2.5 werden elektrische, elektrochemische, chemische, mechanische und thermische Energiespeicher beschrieben.

2.5 Speichertechnologien für den Stromsektor

2.5.1 Anforderungen an Energiespeicher

An Energiespeicher wird eine Reihe von Anforderungen gestellt, damit diese für den Einsatz infrage kommen. In den nachfolgenden Unterabschnitten werden die verschiedenen Speichertechnologien bezüglich ihrer Funktionsweise erklärt und in Bezug auf die notwendigen Anforderungen untersucht. [40, S. 1221] nennt folgende Anforderungen, die an Energiespeicher gestellt werden:

- Energetische Anforderungen
 - *Hohe Energiedichte.* Die Energiedichte kann entweder die auf das Volumen oder die Masse bezogene nutzbare Energie im Speicher angeben. Beim Vergleich der Energiedichten verschiedener Speichertechnologien ist aber unbedingt darauf zu achten, welche Systemkomponenten bei der Berechnung miteinbezogen wurden. Es macht einen teils beträchtlichen Unterschied, ob die Energiedichte nur des Speichermediums oder des gesamten Speichersystems inkl. Umwandlungstechnologien angegeben wird. [41, S. 38]

- *Hohe Leistungsdichte.* Für die Leistungsdichte gilt das für die Energiedichte Gesagte sinngemäß.
 - *Geringe Verluste.* Verluste treten bei jedem Transport und bei jeder Umwandlung von Energie in eine andere Form auf. Vor allem beim Laden und Entladen kommt es daher zu Verlusten, z. B. in Form von Abwärme. [41, S. 15 ff.]
 - *Geringe Selbstentladung.* Die Selbstentladerate gibt an, wie viel Prozent der gespeicherten Energie über einen gewissen Zeitraum verloren gehen. Dies kann z. B. bei Akkumulatoren durch innere elektrochemische Vorgänge, bei thermischen Speichern über die Wärmeabgabe an die Umgebung oder bei Pumpspeichern durch die Verdunstung aus dem Speichersee geschehen. [47, S. 38, 40]
 - *Geringer Hilfsenergieverbrauch.* Unter Hilfsenergie versteht man jene elektrische Energie, die für den Betrieb der Anlagentechnik notwendig ist, wie z. B. Umwälzpumpen, Regler und Sensoren. [13]
 - *Hoher Gesamtwirkungsgrad.* Der Gesamtwirkungsgrad stellt das Produkt von Einspeicher-, Speicher- und Ausspeicherwirkungsgrad dar. In ihn fließen folglich die drei zuvor beschriebenen Kenngrößen Verluste, Selbstentladung und Hilfsenergieverbrauch ein. Er gibt das Verhältnis von schlussendlich ausgespeicherter zu ursprünglich eingespeicherter Energie an. [47, S. 39 f.]
- Lebensdauer
 - *Hohe Zyklenbeständigkeit.* Die Lebensdauer eines Energiespeichers kann auf unterschiedliche Weise definiert werden. Nach DIN 43539 ist das Ende der Lebensdauer erreicht, wenn nur noch weniger als 80% der ursprünglichen Speicherkapazität zur Verfügung stehen. Die Zyklenbeständigkeit gibt an, nach wie vielen vollständigen Lade- und Entladezyklen das Ende der Lebensdauer zu erwarten ist.
 - *Hohe kalendarische Lebensdauer.* Die kalendarische Lebensdauer gibt an, nach welchem Zeitraum das Ende der Lebensdauer zu erwarten ist. Dies hängt selbstverständlich stark vom Einsatz und den äußeren Umständen des Speichers ab.
 - Sicherheitsanforderungen
 - *Hohe Betriebssicherheit.* „Betriebssicherheit ist der störungsfreie und anwendungssichere Betrieb einer Apparatur oder einer Anlage. Im bestimmungsgemäßen Gebrauch darf während des Betriebs von der Apparatur oder Anlage keine Gefahr für Mensch und Umwelt ausgehen.“ [13]

- *Geringes Schadenspotenzial.* Das Schadenspotential beschreibt in diesem Zusammenhang die schlimmstmöglichen Auswirkungen, falls trotz hoher Betriebssicherheit ein Unfall passiert. Diese sollten möglichst gering sein.
- Umweltverträglichkeit
 - *Herstellung.* Energiespeicher sollen in vielen Anwendungen erneuerbar erzeugte elektrische Energie speichern, um dadurch die erneuerbaren Erzeugungsanlagen bestmöglich in das Netz zu integrieren und letztlich die Treibhausgas-Emissionen zu senken. Ob ein Energiespeicher diesem Ziel tatsächlich gerecht wird, zeigt sich vielfach erst durch eine Lebenszyklusanalyse. Darin wird u. a. untersucht, welche Rohstoffe für die Herstellung benötigt und wie diese gewonnen werden (relevant bei Batterien), welche Auswirkungen auf die in der Umgebung lebenden Menschen, Tiere und Pflanzen möglich sind (relevant bei Pumpspeicherkraftwerken) und wie viel Energie für die Herstellung bzw. den Bau aufgewendet und wie diese gewonnen wird.
 - *Einsatz.* Äquivalent zum Herstellungsprozess sollen auch die Umweltauswirkungen während der Einsatzdauer möglichst gering sein.
 - *Entsorgung und Recycling.* Um keine Umweltprobleme in der Zukunft zu verursachen und die – oft schlecht verfügbaren – Rohstoffe für die Herstellung von Speichern möglichst effizient auszunutzen, sollen Energiespeicher gut recycelbar sein. Dies bedingt oft eine Berücksichtigung des Recycling-Prozesses bereits bei der Herstellung. [53]
- Wirtschaftlichkeit
 - *Geringe Investitionskosten (CAPEX).* Die Investitionskosten umfassen Ausgaben „für längerfristige Anlagegüter [...], wie bspw. Maschinen, Gebäude, aber auch die Erstausrüstung, Ersatzteile, Rechnersysteme etc.“ [17]
 - *Geringe Betriebskosten (OPEX).* Die Betriebskosten beziehen sich „auf die laufenden Ausgaben für einen funktionierenden operativen Geschäftsbetrieb. Unter die OPEX subsummiert [sic!] man deshalb die Kosten für Rohstoffe, Betriebsstoffe, Personal, Leasing, Energie etc.“ [17]

2.5.2 Elektrische Energiespeicher

Die Beschreibung elektrischer Speicher in diesem Unterabschnitt folgt, wenn nicht explizit andere Quellen zitiert werden, den Ausführungen von [47, S. 164 ff.].

Funktionsweise Elektrische Energiespeicher speichern die Energie direkt in einem elektrischen Feld. Dazu kommen in erster Linie Doppelschicht- bzw. Superkondensatoren zum Einsatz, selten auch supraleitende Spulen. Auf letztere wird nicht im Detail eingegangen.

Grundsätzlich besteht ein Kondensator aus zwei gegenüberliegenden Elektroden und einem dazwischenliegenden Dielektrikum. Das Dielektrikum ist ein elektrisch nicht leitendes Material, das einen Ladungsübertritt zwischen den Elektroden verhindert. Beim Ladevorgang wird der Kondensator in einen Stromkreis mit einer Spannungsquelle eingebracht, welche eine Ladungstrennung am Kondensator verursacht. Eine Elektrode lädt sich negativ, die andere positiv auf und es entsteht ein elektrische Feld zwischen den beiden Platten. Wenn der Kondensator vollständig geladen ist, sind alle Ladungen getrennt und es fließt kein Strom mehr. Beim Entladevorgang wird der Kondensator anstatt über eine Spannungsquelle über einen Verbraucher, z. B. einen ohmschen Widerstand, geschlossen. Die zuvor getrennten Ladungen trachten nach einem Ladungsausgleich der beiden Elektroden. Die Elektronen fließen nun von der negativ zur positiv geladenen Elektrode und bilden so den Entladestrom. Am Ende des Entladevorganges herrscht auf beiden Platten des Kondensators die selbe Ladung und es existiert daher kein elektrisches Feld mehr.

Der Superkondensator funktioniert grundsätzlich nach dem selben Prinzip der Ladungstrennung, wie ein normaler Kondensator, unterscheidet sich allerdings deutlich im Aufbau, wie Abbildung 2.12 zeigt. Dabei befindet sich zwischen den beiden Elektroden ein Elektrolyt. Durch den Kontakt von Elektrode und Elektrolyt kommt es zu einer chemischen Reaktion, die dazu führt, dass eine Elektrode Elektronen an den Elektrolyt abgibt und somit positiv geladen ist. Die abgegebenen Elektronen werden im Elektrolyten von Wassermolekülen eingehüllt (*Hydratation*) und nähern sich der positiv geladenen Elektrode so weit wie möglich an. Die Hydrathülle sorgt allerdings für einen gewissen Abstand zwischen Elektron und Elektrode. Dieser nicht überwindbare Abstand fungiert hier als dielektrische Schicht.

Energetische Anforderungen Superkondensatoren können bei ungefähr gleicher Baugröße um mehrere Größenordnungen höhere Kapazitäten erreichen als herkömmliche Kondensatoren. Sie können innerhalb kurzer Zeit große Leistungen zur Verfügung stellen, jedoch keine großen Energiemengen speichern (die Energiedichte liegt im Bereich von 10 kWh/m^3). Durch die Widerstände der Anschlüsse, der Elektroden und des Elektrolyten sowie die Induktivität der Anschlussleitungen und die Leitfähigkeit des Dielektrikums kommt es zu Verlusten. Der Gesamtwirkungsgrad liegt bei ca. 95 %. [47, S. 176 ff.]

Lebensdauer Chemische Veränderungen der Kondensatormaterialien führen zu einer Abnahme der Kapazität. Das Ende der Lebensdauer eines Superkondensators wird

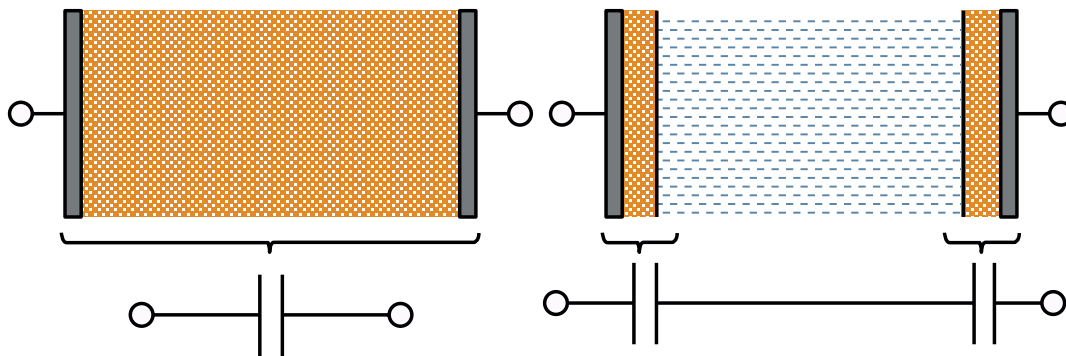


Abbildung 2.12: Aufbau von Kondensator (links) und Superkondensator (rechts)
 (Quelle: [47, S. 167])
 Orange: Dielektrikum bzw. dielektrische Schicht
 Blau: Elektrolyt

häufig mit einer Abnahme der Kapazität um 20% definiert. Im hohen Leistungsbereich (mehrere 100 F) liegt die Lebensdauer bei ca. 10 Jahren bzw. mehr als 1 Million Ladezyklen. [47, S. 180 ff.]

Sicherheitsanforderungen Kurzzeitigen Strömen bis in den Kiloamperebereich (Kurzschlussströme) kann meist standgehalten werden. Kühlelemente an der Bauteiloberfläche müssen Temperaturschwankungen aufnehmen. Sollte es dennoch zu einer Überhitzung kommen, sorgen Sicherheitsventile und Sollbruchstellen dafür, dass Lösemittel-dämpfe und Elektrolyt entweichen können und Explosionen vermieden werden. Aufgrund der geringen Menge stellt das entwichene Material keine akute Gefahr dar. [30, S. 157]

Umweltverträglichkeit Die in Superkondensatoren eingesetzten Materialien sind weitgehend ungiftig und gut verfügbar. Die Herstellung bzw. Gewinnung der Rohstoffe erfordert relativ wenig Energieeinsatz im Vergleich zu anderen Speichertechnologien. Außerdem können am Ende der Lebensdauer alle Komponenten theoretisch wiederverwertet werden. Aufgrund dieser Aspekte kann der Superkondensator als nachhaltige Technologie bezeichnet werden, insbesondere dann, wenn zur Herstellung Energie aus erneuerbaren Quellen genutzt wird. [30, S. 160]

Wirtschaftlichkeit Da Superkondensatoren primär als kurzzeitige Leistungsspeicher eingesetzt werden, macht ein Vergleich der Investitionskosten pro kWh mit anderen Technologien nur eingeschränkt Sinn. Die Investitionskosten pro kW liegen bei 125–300 €. [47, S. 600]

Anwendung Hauptanwendungsgebiete sind im Transportbereich zur Speicherung von rekuperierter Bremsenergie und zur Verfügungstellung von Startenergie, sowie zur Stützung von Versorgungssystemen und zur Überbrückung kurzzeitiger Lastschwankungen. [47, S. 183]

2.5.3 Elektrochemische Energiespeicher

Grundsätzlich sind bei elektrochemischen Speichern Primär- und Sekundärzellen zu unterscheiden. Primärzellen können nur ein Mal entladen werden und müssen dann entsorgt bzw. recycelt werden. Im Unterschied dazu können Sekundärzellen mehrmals be- und entladen werden und erreichen erst nach vielen Ladezyklen (abhängig von der Technologie) das Ende ihrer Nutzungsdauer. Historisch werden Primärzellen als *Batterien* und Sekundärzellen als *Akkumulatoren* bezeichnet. Diese strikte Nomenklatur weicht sich aber immer mehr auf und wird sowohl im allgemeinen Sprachgebrauch als auch in der Fachliteratur zunehmend vermischt. Im Zusammenhang mit Energiespeichern im Stromnetz, wie in der hier vorliegenden Diplomarbeit, sind unabhängig von der Bezeichnung jedenfalls immer Sekundärzellen gemeint. [41, S. 145]

Es gibt viele verschiedene Typen von Batterien, die sich bezüglich der verwendeten Materialien unterscheiden. Wichtige Typen sind u. a.:

- Lithium-Ionen-Batterie
- Blei-Säure-Batterie
- Nickel-Cadmium-Batterie
- Nickel-Metallhydrid-Batterie
- Natrium-Schwefel-Batterie
- Redox-Flow-Batterie

Sowohl für kleine Speicher im Haushalt als auch für Großspeicher in Industrieanlagen und im Stromversorgungssystem sowie in der Elektromobilität ist die heute am weitesten verbreitete Technologie die Lithium-Ionen-Batterie. Daher wird im Folgenden stellvertretend für alle elektrochemischen Speicher auf diese näher eingegangen.

Funktionsweise Bei der Beschreibung von Lithium-Ionen-Batterien ist vorauszusprechen, dass es sich hierbei um einen Sammelbegriff mehrerer verschiedenen Batterietypen handelt, die unterschiedliche Elektrodenmaterialien verwenden. Das Funktionsprinzip ist allerdings bei allen Ausführungsformen dasselbe und die Eigenschaften sehr ähnlich, weshalb sie unter dem Begriff *Lithium-Ionen-Batterie* subsumiert werden. [41, S. 172]

Es kommen sogenannte Interkalationselektroden zum Einsatz, welche Lithium-Ionen reversibel aufnehmen und abgeben können. *Interkalation* meint die Einlagerung von Lithium-Ionen im Elektrodengitter. Als negatives Elektrodenmaterial wird laut [30, S. 165] meist Kohlenstoff verwendet, als positives Elektrodenmaterial ein Metalloxid. Die Elektrolytlösung besteht einerseits aus einem Lithium-Leitsalz, meist LiPF_6 (Lithium-hexa-Fluoro-Phosphat), welches für die Lithium-Ionen-Leitfähigkeit sorgt und somit der eigentliche Elektrolyt ist, und andererseits aus einem organischen Lösemittel, in welchem sich das Lithium-Leitsalz auflöst. [28, S. 111]

Der Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle und die Vorgänge beim Be- und Entladen sind in Abbildung 2.13 dargestellt. Entsprechend der Beschreibung von [47, S. 251] werden beim Ladevorgang an der positiven Elektrode Lithium-Ionen und Elektronen abgegeben. Die Lithium-Ionen wandern über den Elektrolyten zur negativen Elektrode und werden dort in die Gitterstruktur eingelagert. Die Elektronen wandern über den äußeren Stromkreis zur negativen Elektrode. Laut [28, S. 22] können dabei aber nur maximal 50 % des in der positiven Elektrode vorhandenen Lithiums genutzt werden. Wird nämlich mehr als die Hälfte des Lithiums herausgelöst, wird die Kristallstruktur instabil. Beim Entladevorgang läuft der Prozess in die Gegenrichtung ab, wie in [30, S. 166] beschrieben wird. Die positive Elektrode nimmt nun Lithium-Ionen und Elektronen auf, während die negative Elektrode als Elektronenquelle arbeitet.

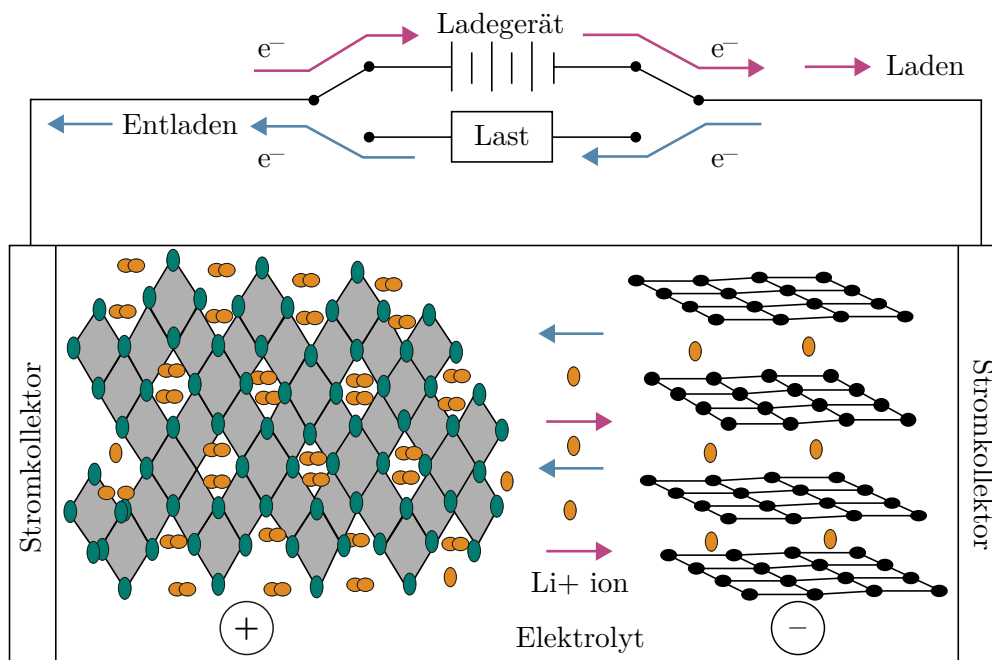


Abbildung 2.13: Schematischer Aufbau und Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Zelle (Quelle: [47, S. 250])

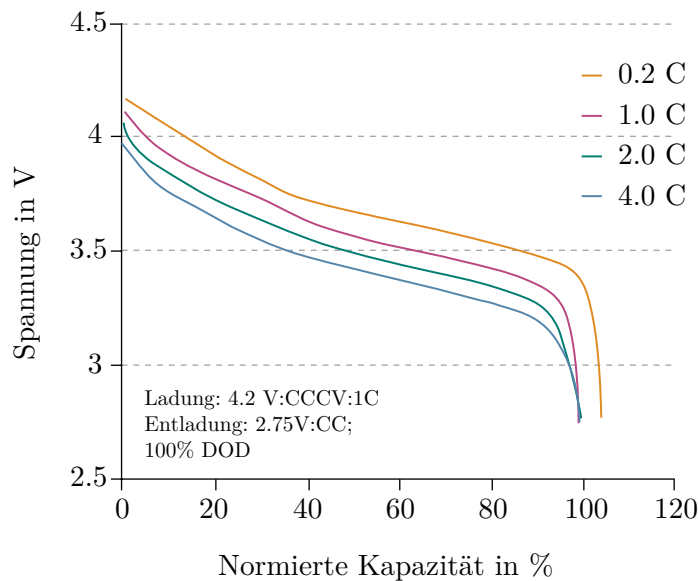


Abbildung 2.14: Entladecharakteristik einer Lithium-Ionen-Zelle (Quelle: [47, S. 267])

Wie für elektrochemische Speicher typisch, ist die Zellspannung der Lithium-Ionen-Batterie nicht konstant, sondern variiert mit dem Ladezustand. Daraus ergibt sich die in Abbildung 2.14 dargestellte Entladecharakteristik. Diese hängt zusätzlich noch von der Höhe des Entladestromes ab.¹ Dabei ist zu beachten, dass eine Tiefentladung der Batterie unbedingt vermieden werden muss, da dies eine Lithium-Ionen-Zelle irreversibel schädigt. [47, S. 266 ff.]

Energetische Anforderungen Die Energiedichte variiert abhängig von den verwendeten Elektrodenmaterialien und ist in [30, S. 230 ff.] mit einem Bereich von 90–270 Wh/kg angegeben. Die ebenfalls in [30, S. 230 ff.] genannte Selbstentladung von 0.5 % der gespeicherten Ladung pro Woche (bei 20 °C) ist als gering einzustufen. Der Wirkungsgrad liegt bei Lithium-Ionen-Batterien laut [28, S. 16] meist über 95 % und ist damit sehr hoch.

Lebensdauer [47] nennt eine kalendarische Lebensdauer von 15 Jahren sowie den sehr weit gefassten Bereich von 400 bis 6000 Ladezyklen. Die Lebensdauer hängt jedenfalls

¹Der Lade-/Entladestrom wird mit dem sogenannten *C-Faktor* angegeben. Mit *C* wird dabei die maximale Kapazität der Batterie in Amperestunden (Ah) angeschrieben, der Vorfaktor hat die Einheit h^{-1} . Ein Entladestrom von 1 C bedeutet demnach, dass die gesamte gespeicherte Kapazität in einer Stunde entladen wird; 0.5 C, dass die gesamte gespeicherte Kapazität in zwei Stunden entladen wird. [30, S. 233 f.]

stark vom Betriebsverhalten ab, so reduziert laut [30, S. 237 ff.] z. B. Selbstentladung die Lebensdauer deutlich im Vergleich zu einem ordentlichen Entladezyklus.

Sicherheitsanforderungen Aufgrund der chemischen Reaktivität von Lithium, müssen beim Betrieb von Lithium-Ionen-Batterien einige Sicherheitsvorkehrungen eingehalten werden. Unfälle, Materialfehler oder Fehler in der Anwendung können zu Bränden und Explosionen führen. Betriebszustände, die zu Temperaturen über 70 °C führen, wie z. B. zu hohe Ströme, Überladung oder Tiefentladung, sind daher unbedingt zu vermeiden. Sicherheitsvorkehrungen sind u. a.

- Sicherheitsventile und Sollbruchstellen, die bei einem plötzlich Druckaufbau öffnen, um eine Explosion zu vermeiden;
- Separatoren, die bei hohen Temperaturen schmelzen und auf diese Weise einen Isolationswiderstand bilden;
- Schmelzsicherungen, die vor Kurzschlüssen und Überladung schützen.

Zusätzlich ist eine kontinuierliche Ladezustands- und Alterungskontrolle notwendig, um Fehler frühzeitig zu erkennen. [30, S. 244 ff.]

Umweltverträglichkeit Für die Herstellung einer Speicherkapazität von 1 kWh gibt [35] einen Energieverbrauch von 328 kWh sowie einen Treibhausgas-Ausstoß von 110 kg CO₂ eq an. Dabei handelt es sich um Mittelwerte aus mehreren Studien, die teils unterschiedliche Lithium-Ionen-Technologien betrachten. Ausgehend von einem CO₂-Ausstoß von 55 g/kWh im österreichischen Strommix, wie von der E-Control [49] berechnet, erreicht ein Lithium-Ionen-Speicher nach 2000 Ladezyklen eine negative CO₂-Bilanz², sofern Strom aus erneuerbaren Quellen eingespeichert wird und beim Ausspeichern Netzstrom ersetzt.

Obwohl Lithium-Ionen-Batterien laut [59] nur zu 5–7 % aus Lithium bestehen, handelt es sich dabei um das in der Beschaffung kritischste Element. Durch den hohen Bedarf an Lithium-Ionen-Batterien als stationäre Speicher und vor allem als Traktionsbatterien in der Elektromobilität, wird ein jährlicher Lithiumbedarf von 240 000 Tonnen im Jahr 2030 und von 1,1 Millionen Tonnen im Jahr 2050 erwartet. Zwei Drittel des weltweiten Lithiumvorkommens liegen in Chile, Argentinien und Bolivien. Dort wird Lithium aus Salzseen gewonnen, was sehr wasserintensiv ist und bereits jetzt Auswirkungen auf die Hydrologie und speziell auf die Wasserversorgung der Bevölkerung hat. [9]

Die naheliegende Lösung für die mit der Lithium-Förderung einhergehenden Probleme, ist das konsequente Sammeln und Recyceln von bereits verwendetem Lithium. Bei [28,

²D. h. es wird durch die Verwendung des Speicher in Summe weniger CO₂ ausgestoßen.

S. 345 ff.] sind technisch gut entwickelte und bereits praktizierte Recycling-Prozesse beschrieben, z. B. pyrometallurgische Verfahren. [28] nennt auch Studien, die ergeben, dass durch recyceltes Lithium (in Form von LiCoO_2) bis zu 70 % an CO_2 und an Energie eingespart werden können. Allerdings beschränken sich laut [59] die meisten heute gängigen Recycling-Verfahren auf die Rückgewinnung von Kupfer, Kobalt, Nickel und Eisen, da diese Stoffe teurer sind als Lithium. Lithium-Recycling wäre technisch möglich, ist derzeit aber nicht wirtschaftlich.

Wirtschaftlichkeit Die Investitionskosten für ein Heimspeichersystem mit Lithium-Ionen-Batterie liegen bei etwa 1150 €/kWh. Für große Netzspeichersysteme aufgrund von Skaleneffekten bei etwa 800 €/kWh. Die Betriebskosten sind bei Heimspeichersystemen praktisch vernachlässigbar, bei Großspeichern sind Wartungs-, Betriebs- und Personalkosten zu berücksichtigen, die allerdings nicht auf die Speichertechnologie zurückzuführen sind. [60, S. 118 ff.]

Anwendung Die erste wiederaufladbare Lithium-Ionen-Batterie kam 1991 auf den Markt und verdrängte innerhalb kurzer Zeit alle anderen Batterietypen in mobilen Geräten wie Mobiltelefonen, Notebooks und Werkzeugen. Mit dem Aufkommen der Elektromobilität wurden Lithium-Ionen-Batterien dann auch in größerer Ausführung entwickelt und sind heute die am häufigsten in Elektroautos eingesetzte Technologie. Auch im Bereich der stationären Stromspeicherung werden Lithium-Ionen-Batterien für Speichersysteme jeder Größe eingesetzt. [28, S. 13 ff.]

2.5.4 Chemische Energiespeicher

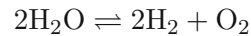
Bei chemischen Speichern kann die Energie in festen (z. B. Kohle, Biomasse), flüssigen (z. B. Diesel, Erdöl) oder gasförmigen (z. B. Wasserstoff, Erdgas) Stoffen gespeichert sein. Die Entladung erfolgt meist über Wandlung in thermische, dann mechanische und schlussendlich elektrische Energie (Verbrennung → Turbine → Generator) aber auch durch direkte Verstromung in einer Brennstoffzelle. Während dieser Prozess – das „Entladen“ der fossilen Energiespeicher – schon sehr lange praktiziert wird und mit einem hohen Wirkungsgrad umsetzbar ist, stellt das effiziente Einspeichern (Power-to-Gas bzw. Power-to-Liquid) noch eine technische Herausforderung dar.

In diesem Abschnitt wird auf den Energieträger Wasserstoff eingegangen, da dieser derzeit das gängigste und vielversprechendste Medium zur chemischen Energiespeicherung darstellt. Er kann für viele Anwendungen direkt verwendet werden, aber auch methanisieren und anschließend wie herkömmliches Erdgas genutzt werden. Wasserstoff bildet ca. 50 % der Erdkruste und ist damit das am häufigsten vorkommende Element auf unserem Planeten. Allerdings ist Wasserstoff hoch reaktiv und liegt deshalb in der Natur

fast ausschließlich in chemischen Bindungen und nie in Reinform vor. [47, S. 298 ff.]

2.5.4.1 Einspeicherung durch Wasserstoff-Elektrolyse

Das Prinzip der Elektrolyse ist in Abbildung 2.15 dargestellt. Die Zersetzung des Elektrolyten (Wasser) erfolgt entsprechend der Reaktionsgleichung



durch einen von außen aufgezwungenen elektrischen Gleichstrom, wie in [41, S. 214] beschrieben. An der Kathode findet eine Reduktions-Reaktion statt, bei der Wasserstoff aus dem Wasser abgeschieden wird. An der Anode hingegen findet die Oxidations-Reaktion statt, bei der sich Sauerstoff bildet. [29, S. 198 ff.]

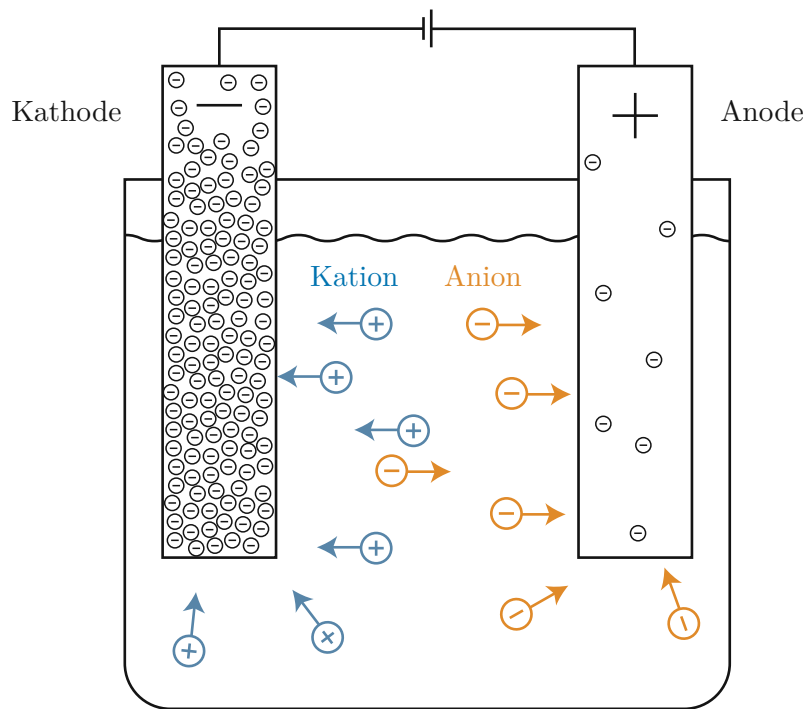


Abbildung 2.15: Prinzip der Elektrolyse (Quelle: [29, S. 198])

Die Speicherung des erzeugten Wasserstoffes erfolgt entweder in Druckgasspeichern oder als verflüssigter Wasserstoff. Bei der Druckgasspeicherung wird der Wasserstoff mit Kompressoren verdichtet und meist bei einem Druck von 700 bar gelagert. Der Energieaufwand für die Kompression beträgt ca. 12 % des Energieinhaltes des komprimierten Wasserstoffes. Der Transport erfolgt bei deutlich niedrigeren Drücken sowohl

in Pipelines als auch in Tankwägen. Bei der Flüssiggasspeicherung wird der Wasserstoff auf eine Temperatur unterhalb des Siedepunktes (-252.8°C) gekühlt. In dieser Form hat Wasserstoff die höchste Dichte und Energiedichte, allerdings werden für die Verflüssigung bis zu 46 % des gespeicherten Energieinhaltes benötigt, was diese Form der Speicherung schnell unwirtschaftlich machen kann. [30, S. 486 ff.]

2.5.4.2 Ausspeicherung durch die Brennstoffzelle

In der Brennstoffzelle findet der zur Elektrolyse komplementäre Prozess statt. Der Aufbau der Brennstoffzelle ist daher ähnlich dem eines Elektrolyseurs (Abbildung 2.15). Die Anode wird von reinem Wasserstoff oder einem wasserstoffhaltigen Brenngas umströmt, die Kathode von reinem Sauerstoff oder Luft. Die beiden Elektroden sind durch einen gasundurchlässigen und ionenleitenden Elektrolyten getrennt. An der Anode gibt der Wasserstoff Elektronen ab, welche dann über einen elektrischen Leiter zur Kathode fließen. An diesen Leiter kann eine Last angeschlossen und so elektrisch Energie entnommen werden. Der Wasserstoff an der Anode ionisiert zu H^+ -Ionen, der Sauerstoff an der Kathode aufgrund der eintreffenden Elektronen zu O^{2-} -Ionen. Diese Ionen reagieren dann zu Wasser. [47, S. 390 ff.]

Es gibt mehrere Arten von Brennstoffzellen, die sich bezüglich Reduktions- und Oxidationsmittel, Elektrolyt und Betriebstemperatur unterscheiden.

2.5.4.3 Zusammenfassung

Energetische Anforderungen Wasserstoff hat mit 33.3 kWh/kg eine enorm hohe gravimetrische Energiedichte und übersteigt damit jene von Benzin und Diesel um das Dreifache, jene einer Lithium-Ionen-Batterie gar um das 120- bis 300-Fache, wie in [41, S. 213] und [30, S. 484] ausgeführt wird. Weniger vorteilhaft ist entsprechend den beiden genannten Quellen hingegen die volumetrische Energiedichte, welche mit 2400 kWh/m^3 (flüssig) bzw. 1860 kWh/m^3 (gasförmig, 700 bar) deutlich geringer ist als jene von Benzin und Diesel, aber immer noch höher als jene einer Lithium-Ionen Batterie. Auf der Umwandlungskette Wasserstofferzeugung \rightarrow Speicherung \rightarrow Rückverstromung ergibt sich laut [47, S. 425] ein Gesamtwirkungsgrad von 34 – 51 %.

Sicherheitsanforderungen Wasserstoff bildet gemeinsam mit Sauerstoff das entzündliche bzw. ab einem Wasserstoff-Massenanteil von 18 % explosive Knallgas. Dies birgt ein gewisses Sicherheitsrisiko, allerdings verdünnen sich Wasserstoff-Luft-Gemische bei ausreichender Belüftung sehr rasch in den ungefährlichen Bereich. [30, S. 484]

Umweltverträglichkeit Sowohl der Energieträger Wasserstoff als auch die notwendigen Umwandlungstechnologien sind aus Umwelt- und Klimaschutzperspektive vollkommen unbedenklich.

Wirtschaftlichkeit Derzeit steckt die Wasserstoffwirtschaft noch in den Kinderschuhen. Die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff (d. h. mit erneuerbarem Strom hergestellter Wasserstoff) ist wirtschaftlich noch nicht sinnvoll. [11]

Bei [24] wird ein Speichersystem bestehend aus einer reversiblen 250 MW-Festoxidbrennstoffzelle (engl. reversible solid oxide electrochemical cell, ReSOC) und einem Kavernenspeicher für Wasserstoff und Methan mit einer Speicherkapazität von 500 GWh beschrieben. Eine reversible Brennstoffzelle kann sowohl als Elektrolyseur als auch als Brennstoffzelle betrieben werden und eignet sich daher besonders für den Gebrauch als sektoraler Energiespeicher im Stromnetz. Die Investitionskosten für ein solches System werden mit 1075 \$/kW angegeben, die variablen Betriebs- und Wartungskosten mit 0.71 \$/kWh.

Anwendung Derzeit wird Wasserstoff für bestimmte industrielle Anwendungen durch Dampfreformierung von Erdgas hergestellt, als sektoraler Energiespeicher für elektrische Energie kommt Wasserstoff aber noch nicht zum Einsatz. Aufgrund des geplanten massiven Ausbaues erneuerbarer Energiequellen, welche zusätzlich Speichermöglichkeiten unumgänglich machen, und aufgrund erwarteter Kostenreduktionen für Wasserstofftechnologie könnte Wasserstoff schon bald eine große Rolle spielen. [11]

2.5.5 Mechanische Energiespeicher

Mechanische Energiespeicher speichern Energie im Wesentlichen in Form von potentieller oder kinetischer Energie. In diesem Abschnitt werden drei Vertreter dieser Speichergattung beschrieben, nämlich Schwungradspeicher, Lageenergiespeicher und Pumpspeicherkraftwerke, wobei aufgrund ihrer Relevanz für das in dieser Diplomarbeit behandelte Thema nur letztere im Detail ausgeführt werden.

2.5.5.1 Schwungradspeicher

Der Schwungradspeicher ist der klassische Vertreter kinetischer Energiespeicher. Die Speicherkapazität hängt entsprechend der Formel $E_{\text{kin}} = \frac{1}{2}J\omega^2$ vom Trägheitsmoment J und von der Winkelgeschwindigkeit ω ab. Da das Trägheitsmoment bekanntlich von der Masse und ihrer Entfernung von der Drehachse abhängt, sind Schwungräder meist

so ausgestaltet, dass sie einen großen Durchmesser haben und sich der Großteil ihrer Masse möglichst am äußeren Rand befindet. [41, S. 61 ff.]

Das Laden und Entladen eines Schwungradspeichers erfolgt über eine elektrische Maschine. Dabei können Gleichstrom-, Asynchron-, Synchron- oder Reluktanzmaschinen zum Einsatz kommen. Beim Laden wirkt die Maschine als Motor und wandelt elektrische in kinetische Energie um, beim Entladen wirkt sie als Generator und wandelt die kinetische in elektrische Energie um. [47, S. 518 ff.]

Schwungradspeicher dienen primär als Leistungsspeicher, da sehr große Leistungen aufgenommen und auch schnell abgegeben werden können, jedoch nur eine relativ geringe Energiemenge gespeichert werden kann. Diese Tatsache sowie die sehr hohe Selbstentladung, die durch Luftreibungsverluste und Reibungsverluste an der Radaufhängung entsteht, schränken die Anwendungsfälle stark ein, z. B. auf die Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung oder dem kurzfristigen Ausgleich von Frequenzschwankungen. Für die Speicherung größerer Mengen erneuerbarer elektrischer Energie über Stunden oder Tage ist diese Technologie nicht geeignet. [41, S. 61 ff.]

2.5.5.2 Lageenergiespeicher

Der Begriff *Lageenergiespeicher* ist nicht – wie irrtümlich passieren könnte – als Überbegriff für Speichertechnologien zu verstehen, die potentielle Energie (= Lageenergie) speichern, sondern bezeichnet eine spezielle, sich von anderen mechanischen Speichern, z. B. Pumpspeicherkraftwerken, unterscheidende Technologie.

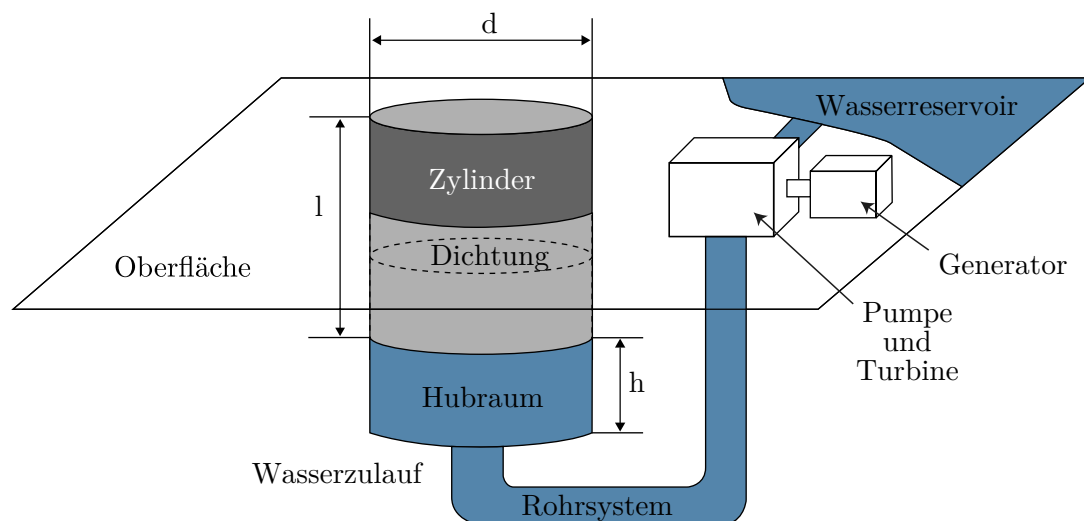


Abbildung 2.16: Aufbau und Prinzip eines Lageenergiespeichers (Quelle: [47, S. 523])

Das Konzept ist in Abbildung 2.16 dargestellt und beruht darauf, dass aus felsigem Boden (Granitgestein) ein Zylinder ausgeschnitten wird, welcher sich dann vertikal bewegen kann. Das Einspeichern erfolgt dadurch, dass aus dem an der Oberfläche liegenden Wasserreservoir Wasser nach unten gepumpt wird, wodurch sich der Zylinder nach oben bewegt. Beim Ausspeichern drückt die Masse des Zylinders das unter ihm liegende Wasser zurück in das obere Speicherbecken und treibt dabei eine Turbine an. Notwendig dazu ist jedenfalls eine Hochdruckdichtung an der Zylinderaußenwand, damit das Wasser ausschließlich über das vorgesehene Rohrsystem durch die Turbine gelangen kann. [21, S. 310 ff.]

Es gibt unterschiedliche Ausführungsvarianten solcher Kraftwerke. Eine besonders vorteilhafte ist jene, bei der oberes und unteres Speicherbecken sowie der Zylinder senkrecht übereinander angeordnet sind. Der obere Speichersee verändert in diesem Fall seine Wasserhöhe nie, da jene Menge Wasser, die in das untere Becken gepumpt wird, genau jenem Volumen entspricht, welches der Zylinder nach oben – also in das obere Speicherbecken hinein – gedrückt wird. [21, S. 310 ff.]

Die Vorteile dieser Technologie sind, dass sie bezüglich des Wasserbedarfs grundsätzlich autark ist (lediglich Verluste durch Verdunstung etc. müssen ausgeglichen werden), dass sehr hohe Leistungen und sehr große Energiemengen gespeichert werden können. [21, S. 310 ff.]

Nachteilig ist in erster Linie die Komplexität der Errichtung, die sich über mehrere Fachgebiete wie Geologie, Geophysik und Bergbau erstreckt. Derzeit wird intensiv an der Technologie geforscht. Prototypen sind bereits in Aussicht, ein im großen Stil nutzbares Kraftwerk wurde bis dato nicht errichtet und ist für die nähere Zukunft auch nicht in Planung, wodurch diese Technologie für die Lösung der derzeitigen Speicherproblematik nicht infrage kommt. [47, S. 527 ff.]

2.5.5.3 Pumpspeicherkraftwerke

Funktionsweise Pumpspeicherkraftwerke sind in Europa seit den 1920er Jahren wichtiger Bestandteil des Stromversorgungsnetzes und bilden bis heute die einzige Möglichkeit, Energie in einem großtechnisch nutzbaren Umfang zu speichern.

Abbildung 2.17 zeigt schematisch den Aufbau eines Pumpspeicherkraftwerkes. Das Funktionsprinzip besteht darin, dass in Zeiten billiger elektrischer Energie – also bei hoher Einspeiseleistung dargebotsgeführter Erzeugungsanlagen – Wasser von einem tieferliegenden Becken (Unterbecken oder Unterwasser) in ein höherliegendes Becken (Oberbecken oder Oberwasser) gepumpt wird. In Phasen höheren Strompreises wird das Wasser wieder abgelassen, fließt dabei durch eine Turbine und erzeugt elektrische Energie. [18, S. 709 ff.]

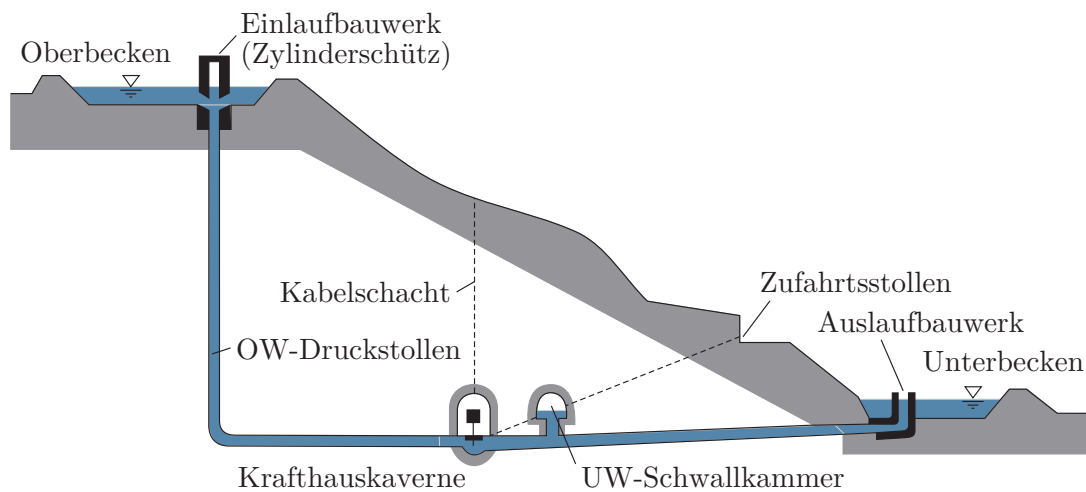


Abbildung 2.17: Hauptbauelemente einer Pumpspeichieranlage mit Krafthauskaverne (Quelle: [18, S. 717])

Energetische Anforderungen Die Energiedichte erreicht mit $0.35 - 1.4 \text{ kWh/m}^3$ keine besonders hohen Werte. Durch das extrem große Speichervolumen wird dies aber ausgeglichen und stellt daher kein großes Problem dar. Moderne Pumpspeicherkraftwerke erreichen Gesamtwirkungsgrade von bis zu 83 %. [47, S. 482 ff.]

Lebensdauer Wenn Pumpspeicherkraftwerke ordnungsgemäß gewartet werden, was konkret jährlich kurze Revisionen und ca. alle 15 Jahre eine Generalrevision bedeutet, können Pumpspeicherkraftwerke bis zu 100 Jahre in Betrieb bleiben. [47, S. 483]

Sicherheitsanforderungen Die subjektiv größte Gefahr für in direkter Umgebung lebende Menschen geht von einem Bruch der Sperrmauer aus. Durch regelmäßige und strenge Materialkontrollen sowie Instandhaltungsmaßnahmen ist dieses Risiko allerdings als relativ gering zu bewerten. [18, S. 527]

Eine größere und oft unterschätzte Gefahr geht von Schwall- und Sunkwellen im Gewässer aus, die durch Spülvorgänge oder bestimmte Betriebszustände hervorgerufen werden können. Das Auftreten solcher Ereignisse ist grundsätzlich nicht vermeidbar, es kann das Gefahrenpotential allerdings deutlich gesenkt werden, z.B. durch regelmäßige Information der Anrainer und Nutzer, das Aussprechen von Betretungs- bzw. Nutzungsverbieten bis hin zur Errichtung von Warnschildern, Mauern und Zäunen. [18, S. 776]

Umweltverträglichkeit Die Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken hat fast immer erheblich Einfluss auf die Umgebung. Bereiche, die jedenfalls von der Errichtung einer Wasserkraftanlage betroffen sein können, sind

- die Atmosphäre;
- die Hydrosphäre, also die ober- und unterirdischen Gewässer;
- das biologische System, das heißt Flora und Fauna;
- die oberen Bodenschichten (Landwirtschaft, Forstwirtschaft, Siedlungen etc.);
- die Erdkruste, insbesondere seismische Auswirkungen und Rohstoffe.

Ob die Einflüsse der Wasserkraftanlage positive oder negative Folgen haben, muss für jedes Projekt individuell beantwortet werden. Oft werden diese Einflüsse jedoch schon in die Planungsphase miteinbezogen und so gesteuert, dass das Pumpspeicherkraftwerk neben seinem Nutzen als Energiespeicher auch andere Zielsetzungen erfüllen kann (z. B. Bereitstellung von Nutzwasser, Verbesserung der Schifffahrt etc.). [18, S. 709 ff.]

Wirtschaftlichkeit Die Kosten für die Errichtung von Wasserkraftanlagen hängen wesentlich von den örtlichen Gegebenheiten ab und variieren daher sehr stark. Sie können von 500 €/kW bis zu 5000 €/kW reichen. [47, S. 483]

Am Spotmarkt alleine ist ein Pumpspeicher-Neubau nicht wirtschaftlich zu betreiben. Grund dafür sind die sehr hohen Investitionskosten und zu geringe Margen am Spotmarkt. Durch neue Vergütungsmodelle für Systemdienstleistungen, welche aufgrund der zunehmenden Einspeisung erneuerbarer Quellen immer wichtiger werden, könnte die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken erhöht werden. [21, S. 281, 345]

Anwendung Pumpspeicherkraftwerke sind in Europa vor allem im alpinen Raum weit verbreitet, da hier die notwendigen geographischen Voraussetzungen zur Errichtung gegeben sind.

2.5.6 Thermische Energiespeicher

Funktionsweise Ein Speichersystem, welches elektrische Energie mithilfe eines thermischen Speichers speichert, wird auch *Carnot-Batterie* genannt. Die genauen Technologien für die Umwandlung von elektrischer in thermische Energie und umgekehrt sowie für die thermische Speicherung können dabei je nach konkretem Anwendungsfall variieren. Für die Umwandlung in thermische Energie können Elektroheizstäbe oder Wärmepumpen zum Einsatz kommen. Die Rückverstromung erfolgt in der Regel über

eine Dampfturbine entsprechend dem Clausius-Rankine-Kreisprozess oder – da aus Effizienzgründen oft niedrigere Temperaturniveaus angestrebt werden – entsprechend dem Organic Rankine Cycle. [10]

Die thermische Energie im Speicher kann als

- sensible Wärme
- latente Wärme
- thermochemische Wärme

vorliegen. Ein Vergleich der drei Technologien ist Tabelle 2.2 zu entnehmen. Es ist zu erkennen, dass thermochemische Speicher die mit Abstand größte Speicherkapazität und Effizienz aufweisen, allerdings befinden sich diese Speicher noch im Entwicklungsstadium und finden daher noch wenig praktische Anwendung. Auch Latentwärmespeicher sind aufgrund ihrer relativ hohen Kosten zur Speicherung großer Energiemengen nicht wirtschaftlich sinnvoll nutzbar. Im Energieversorgungssektor sind daher derzeit hauptsächlich sensible Wärmespeicher relevant. [8, S. 58 f.]

Als Speichermedium für sensible Wärmespeicher eignen sich Wasser oder Gesteinsmaterial (Schotter) sehr gut. Große Vorteile beider Materialien sind, dass sie sehr günstig, problemlos fast auf der ganzen Welt verfügbar und vollkommen ungefährlich und ungiftig sind. Wasser hat den Vorteil einer deutlich höheren Wärmekapazität, allerdings sind sehr hohe Drücke erforderlich, um Temperaturen über 100 °C zu speichern, während Gestein ohne Probleme Temperaturen bis zu 700 °C annehmen kann. [10]

Energetische Anforderungen Mit einer Energiedichte von ca. 100 bis 300 kWh/m³ bewegen sich sensible Wärmespeicher in der selben Größenordnung wie elektrochemische Speicher. Bei kleinen Speichern, ist der Platzbedarf für die Umwandlungstechnologien zu berücksichtigen, welcher bei großen Speichern immer mehr vernachlässigt werden kann. Die Selbstentladung des Speichers kann bei entsprechender Isolierung zwar sehr

Technologie	Speicherkapazität (kWh/t)	Leistung (MW)	Wirkungsgrad (%)	Speicherdauer (h, d, m)	Kosten (€/kWh)
Sensible Wärme	10–15	0.001–10	50–90	d/m	0.1–10
Latente Wärme	50–150	0.001–1	75–90	h/m	10–50
Thermochemisch	120–250	0.01–1	75–100	h/d	8–100

Tabelle 2.2: Vergleich von sensiblen, latenten und thermochemischen Wärmespeichern (Quelle: [38])

gut unterbunden werden, durch die Umwandlungsprozesse bewegt sich der Wirkungsgrad jedoch trotzdem nur in einem Bereich von 12 % - 55 %. [10]

Sicherheitsanforderungen & Umweltverträglichkeit Keine Komponente der Carnot-Batterie kann mit nennenswerten Gefahren für Mensch oder Umwelt in Verbindung gebracht werden.

Wirtschaftlichkeit Laut [10] handelt es sich aufgrund geringer Investitionskosten und einer sehr langen Lebensdauer hierbei um eine für den Energieversorgungssektor sehr vielversprechende Technologie. Professor André Thess, Direktor des Instituts für Technische Thermodynamik am Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt, spricht in einem Interview [55] davon, dass Carnot-Batterien erst bei einem CO₂-Preis von 50 bis 100 Euro wirtschaftlich sinnvoll zu betreiben wären.

Anwendung Obwohl die Umwandlungsschritte und die Speicherung an sich keine neuen Technologien sind, befindet sich die Carnot-Batterie als Gesamtsystem noch im Entwicklungsstadium. Bis auf einige wenige Prototypen, ist diese Technologie laut [10] noch nicht im Einsatz. Der Energie-Austausch zwischen Stromnetz und thermischen Speichern erfolgt derzeit nahezu ausschließlich derart, dass entweder Überschussstrom für die Wärmeerzeugung in einem Fernwärmenetz genutzt wird oder dass die in solarthermischen Kraftwerken gesammelte Wärme untertags gespeichert und in der Nacht verstromt wird, wie [47, S. 536] beschreibt.

2.6 Integration von Energiespeichern in Verbindung mit Photovoltaik-Anlagen

2.6.1 Ladekonzepte

Nachdem nun auf die unterschiedlichen Speichertechnologien eingegangen wurde, stellt sich noch die Frage, nach welchem Konzept Speicher betrieben werden können bzw. sollen. Hier gibt es mehrere Varianten, die sich an verschiedenen Punkten im Zielspannungsfeld zwischen rein wirtschaftlicher Optimierung und maximaler Netzdienlichkeit befinden. Bei entsprechend guter Planung schließen sich die beiden Ziele nicht aus, sondern können ein gemeinsames Optimum erreichen.

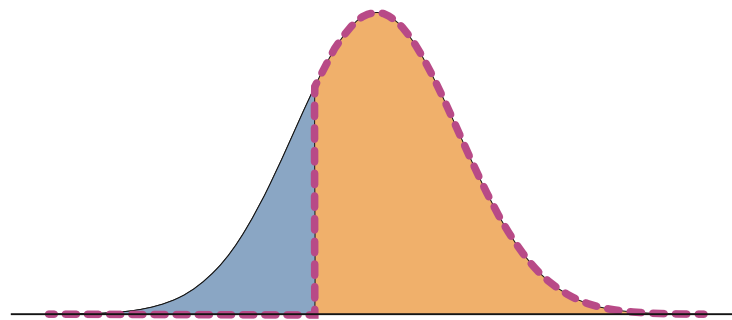
Netzdienlichkeit ist laut [43] wie folgt definiert:

„Netzdienlich sind einzelne oder mehrere elektrische Anlagen (Erzeuger, Verbraucher oder Speicher), welche dazu beitragen, Netzkosten (u. a. Reduktion von Netzengpässen, Netzausbaubedarf oder optimierte Netzbetriebsführung) zu verringern. Dies kann durch Kenntnis, Plan- oder Steuerbarkeit der Anlagen durch den Netzbetreiber und/oder einen Beitrag zur Vergleichmäßigung der Netzlast erreicht werden.“

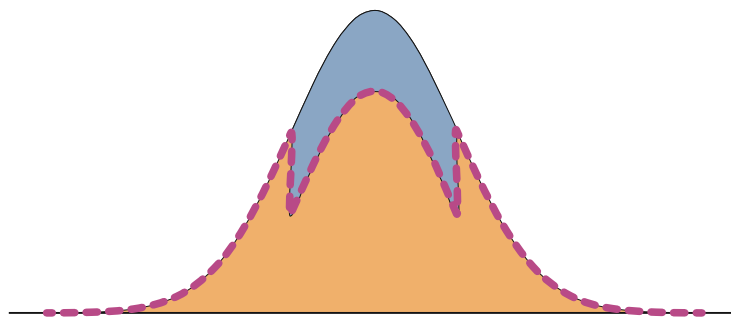
Direktes Laden Abbildung 2.18a zeigt den heute am weitesten verbreiteten Einsatz von Kundenspeichern, das direkte Laden. Dabei wird der Speicher geladen, sobald die Erzeugung der Photovoltaik-Anlage den aktuellen Haushaltsverbrauch übersteigt. Dadurch wird der Speicher optimal ausgelastet und der Eigenverbrauchsanteil maximiert. Vorteilhaft ist die Simplizität dieses Konzeptes, das keine aufwändigen Prognosen oder Regelungen erfordert. Nachteile treten allerdings auf, wenn der Speicher bereits am Vormittag voll geladen ist. Die Erzeugungsspitze zu Mittag kann vom Speicher nicht mehr aufgenommen werden und wird vollständig in das Netz eingespeist, dabei kommt es zu einem steilen Gradienten in der Einspeisekurve. Der Speicher verschärft in diesem Fall die Netzproblematik! Wenn es hingegen Einspeisebeschränkungen gibt – wie sie in Deutschland bereits gelten und laut [34] auch in Österreich gefordert werden – ist das direkte Laden vor allem für den Anlagenbetreiber nachteilig, da die Spitzenleistung der Photovoltaik-Anlage dann nicht eingespeist werden kann, sondern abgeregelt werden muss. Es kommt dadurch zu einer schlechteren Auslastung und geringeren Rentabilität der Photovoltaik-Anlage. [25, S. 106 ff.]

Verzögertes Laden Hierbei wird erst ab einem gewissen Zeitpunkt am Tag mit dem Laden begonnen und durch einen Regelmechanismus die von der Photovoltaik-Anlage erzeugte Leistung teilweise eingespeichert und teilweise an das Netz abgegeben, wie Abbildung 2.18b zeigt. Damit wird ein erster Schritt hin zu mehr Netzdienlichkeit getan. Die Vor- und Nachteile dieses Konzepts gleichen weitgehend denen des Peak-Shaving und werden daher im nächsten Absatz beschrieben. [48]

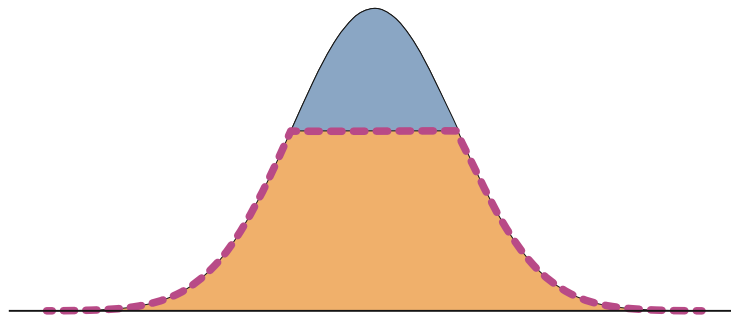
Peak-Shaving In Abbildung 2.18c ist die netzdienliche Fahrweise *Peak-Shaving* dargestellt. Hierbei wird jene Photovoltaik-Erzeugung eingespeichert, welche über einer gewissen Leistungsgrenze liegt, z. B. 60 % der Photovoltaik-Nennleistung. Dadurch werden netzkritische Mittagsspitzen abgefangen und das Netz aktiv entlastet. Allerdings wird die Maximierung des Eigenbedarfs hier nicht priorisiert und es kann daher passieren, dass der Speicher nicht voll oder gar nicht ausgelastet wird. [48]



a) Direktes Laden



b) Verzögertes Laden



c) Peak-Shaving

Einspeiseleistung in das Netz
 In den Speicher geladene Energie
 In das Netz eingespeiste Energie

Abbildung 2.18: Ladekonzepte für einen Speicher (Eigene Darstellung basierend auf [48]) Hinweis: In der Darstellung ist ein etwaiger Eigenverbrauch vernachlässigt.

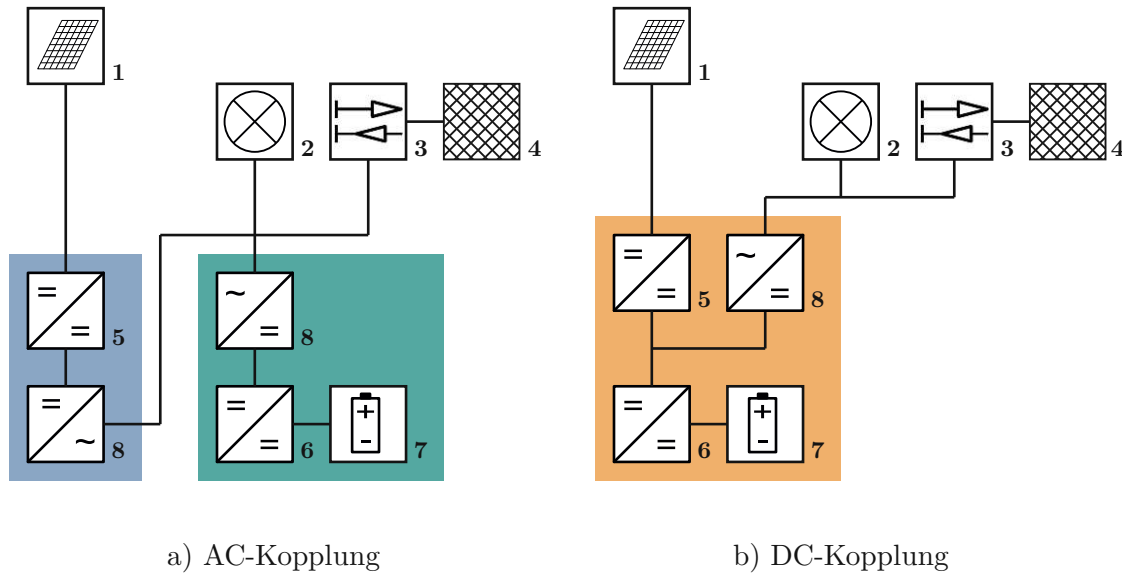
Prognosebasiertes Laden Um hohe Netzeinspeisungen bzw. das Abregeln der Photovoltaik-Leistung wie beim direkten Laden zu verhindern und gleichzeitig eine bessere Auslastung des Speichers als beim verzögerten Laden oder beim Peak-Shaving sicherzustellen, kommt das prognosebasierte Laden zum Einsatz. Dabei werden Last- und Wetterprognosen in die Erstellung des Speicher-Fahrplanes einbezogen. Je genauer die Prognosen sind, desto besser kann das Lademanagement an die äußeren Umstände angepasst werden. Für das Verteilnetz ist diese Methode sogar stärker entlastend als eine 60 %-Einspeisebegrenzung – und das, ohne jeglichen Nachteil für den Anlagenbetreiber. [25, S. 106 ff.]

2.6.2 Anschluss von Energiespeichern

Um einen Batteriespeicher (oder jeden anderen Speicher, der mit Gleichstrom geladen und entladen wird) in ein System einzubinden, gibt es zwei grundsätzliche Möglichkeiten. Einerseits ist dies die wechselstromseitige Einbindung (AC-Kopplung), andererseits die gleichstromseitige Einbindung (DC-Kopplung).

Wie Abbildung 2.19 zeigt, haben der Speicher und die Photovoltaik-Anlage bei der AC-Kopplung separate Wechselrichter. Sie arbeiten also grundsätzlich unabhängig voneinander. Dies ist insbesondere dann ein Vorteil, wenn der Speicher in ein bestehendes System nachgerüstet werden soll. Nachteilig ist die ggf. eingeschränkte Kommunikation zwischen Speicher und Photovoltaik-Anlage. Ist hier keine optimale Kommunikationsschnittstelle gegeben, lassen sich intelligente Ladekonzepte (siehe vorherigen Abschnitt) nur schwer umsetzen. Durch die DC/AC- und nachfolgende AC/DC-Wandlung muss man darüber hinaus beim Einspeichern von Photovoltaik-Strom erhöhte Verluste hinnehmen.

Bei der DC-Kopplung sind die Photovoltaik-Anlage und der Speicher über den selben Wechselrichter in das System eingebunden. Photovoltaik-Überschussstrom kann also ohne unnötigen DC/AC/DC-Wandlungsschritt in den Speicher geladen werden, was den Wirkungsgrad erhöht. Im besten Fall sind Wechselrichter und Laderegler des Speichers in einem Gerät integriert, dann arbeiten Photovoltaik-Anlage und Speicher vollkommen abgestimmt aufeinander und intelligente Ladekonzepte können optimal umgesetzt werden. [6, S. 279 f.]



a) AC-Kopplung

b) DC-Kopplung

Abbildung 2.19: Vergleich zwischen AC- und DC-Kopplung eines Batteriespeichersystems (Eigene Darstellung basierend auf [6, S. 280])

- 1 ... Photovoltaik-Module
- 2 ... Verbraucher im Haushalt
- 3 ... Zweirichtungszähler
- 4 ... Netz
- 5 ... Gleichstromwandler
- 6 ... Laderegler
- 7 ... Batteriespeicher
- 8 ... Wechselrichter / Gleichrichter

Kapitel 3

Modellierung & Szenarien-Definition

Zu Beginn dieses Kapitels werden detaillierte Modelle für ein Niederspannungsnetz, Haushaltskundenanschlüsse und zwei verschiedene Großspeichersysteme entwickelt. Nachfolgend werden ein Basis-Szenario ohne Speicher sowie fünf unterschiedliche Szenarien für die Speicherintegration beschrieben.

3.1 Niederspannungsnetz

Zur Modellierung des Niederspannungsnetzes wird das auf einem realen Netz basierende Modell *TUWien_LV_TestGrid_61Rural* von [42] herangezogen und an die Anforderungen dieser Arbeit angepasst. Dieses Modell stellt ein typisches ländliches Niederspannungsnetz dar. Es hat einen Kabelanteil von rund 59% und vier relativ lange Radial-Feeder, welche insgesamt 59 Haushalte versorgen.

Abbildung 3.1 zeigt eine vereinfachte Darstellung des Netzes, bei der nur die Hauptverbindungen zu sehen sind, die Kundenanschlüsse und die zugehörigen Anschlussleitungen sind nicht eingezeichnet. In Tabelle 3.1 ist aufgelistet, wie viele Haushaltskunden jeweils an den in der Abbildung eingezeichneten Netzpunkten angeschlossen sind.

Die Leitungen im Modell lassen sich einerseits nach ihrem Typ in Freileitungen und Kabel einteilen, andererseits nach ihrer Position in Hauptverbindungen und Anschlussverbindungen. Die Hauptverbindungen sind in Abbildung 3.1 dargestellt. Die Anschlussverbindungen führen von den dargestellten und beschrifteten Punkten zu den jeweils angeschlossenen Haushalten. Strichlierte Linien bedeuten Kabel, durchgezogene Linien stellen Freileitungen dar. Die Leitungsparameter sind in Tabelle 3.2 zusammengefasst.

Der Ortsnetztransformator, welcher den Übergabepunkt vom 20 kV-Mittelspannungsnetz zum 0.4 kV-Niederspannungsnetz darstellt, ist mit einer Nennscheinleistung von $S_N = 160$ kVA, einer bezogenen Kurzschlussspannung von $u_k = 4\%$ und der Schaltgruppe Yzn5 ausgeführt. Er ist nicht mit einem Laststufenschalter ausgestattet, ein Ändern des Übersetzungsverhältnisses im laufenden Betrieb also nicht möglich.

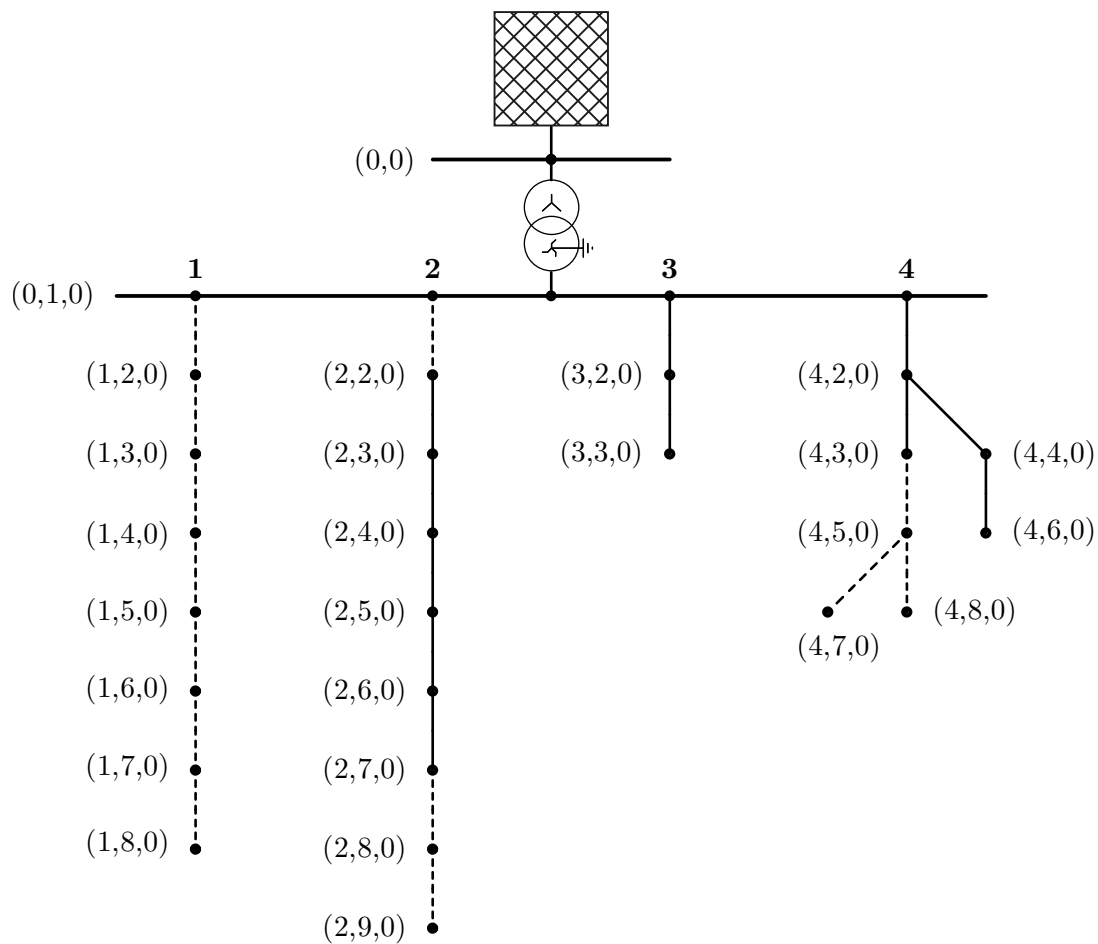


Abbildung 3.1: Vereinfachte Darstellung des Netzmodells in PSS SINCAL. Die Lasten und die zugehörigen Anschlussverbindungen sind nicht dargestellt.

Anschlusspunkt	Anzahl Haushaltskunden	Anschlusspunkt	Anzahl Haushaltskunden
(1,2,0)	2	(2,7,0)	1
(1,3,0)	1	(2,8,0)	1
(1,4,0)	3	(2,9,0)	7
(1,5,0)	6	(3,2,0)	2
(1,6,0)	1	(3,3,0)	2
(1,7,0)	4	(4,2,0)	3
(1,8,0)	3	(4,3,0)	2
(2,2,0)	2	(4,4,0)	3
(2,3,0)	3	(4,5,0)	1
(2,4,0)	3	(4,6,0)	1
(2,5,0)	2	(4,7,0)	3
(2,6,0)	2	(4,8,0)	1

Tabelle 3.1: Anzahl der angeschlossenen Haushaltskunden

	R' in Ω/km	X' in Ω/km	C' in nF/km	I_{max} in A
Hauptverbindung Freileitung	0.3264	0.3557	0	320
Hauptverbindung Kabel	0.2060	0.0800	1040	275
Anschluss Freileitung	0.6152	0.3764	0	210
Anschluss Kabel	0.6410	0.0850	720	145

Tabelle 3.2: Leitungsparameter (Quelle: [42])

3.2 Haushaltskunden

Abbildung 3.2 zeigt die schematische Darstellung eines Haushaltes. Dieser besteht aus einem allgemeinen Verbraucher, einer Photovoltaik-Anlage und einem Batteriespeicher.

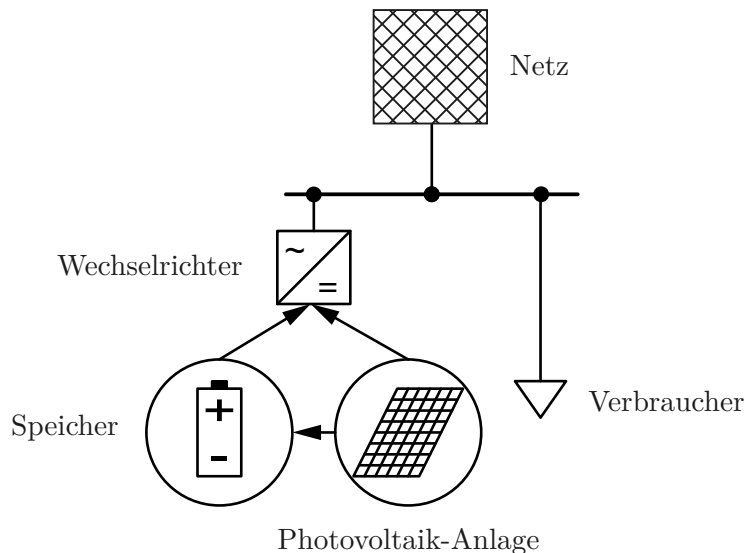


Abbildung 3.2: Schematische Darstellung eines Haushaltskunden

Um das Netzmodell in PSS SINCAL übersichtlich und möglichst einfach zu halten, werden die Haushalte jedoch nicht entsprechend Abbildung 3.2 direkt im Netzmodell implementiert. Stattdessen wird bereits im Vorfeld unter Berücksichtigung des Ladekonzeptes sowie der Last- und Photovoltaik-Profile das für das Netz wirksame Last- bzw. Einspeiseprofil eines Haushaltes berechnet und dann in das PSS SINCAL-Modell importiert. Die Berechnung erfolgt in EXCEL VBA und ist inklusive zugehörigem Quellcode detailliert in Abschnitt A.1 erläutert.

Verbrauch Für das Lastprofil (Wirkleistungsbezug) des Haushaltsmodells wird das VDEW-Standardlastprofil H0 entsprechend [54] verwendet. Dieses basiert auf realen Messungen aus den 1980er- und 1990er-Jahren. Da sich sowohl Lebensgewohnheiten als auch elektrische Verbraucher (Unterhaltungselektronik, IT, E-Mobilität, Wärmepumpe etc.) seit dieser Zeit stark verändert haben, ist anzunehmen, dass dieses Lastprofil nicht mehr vollständig repräsentativ ist. Da es aber auch heute noch von Energieversorgungsunternehmen verwendet wird und in Ermangelung aktuellerer belastbarer Daten, ist es vertretbar, es für die weiteren Berechnungen im Rahmen dieser Diplomarbeit zu verwenden. Das VDEW-Standardlastprofil ist auf einen jährlichen Energieverbrauch von 1000 kWh normiert. Für die Haushalte werden Einfamilienhäuser mit einem Jahresener-

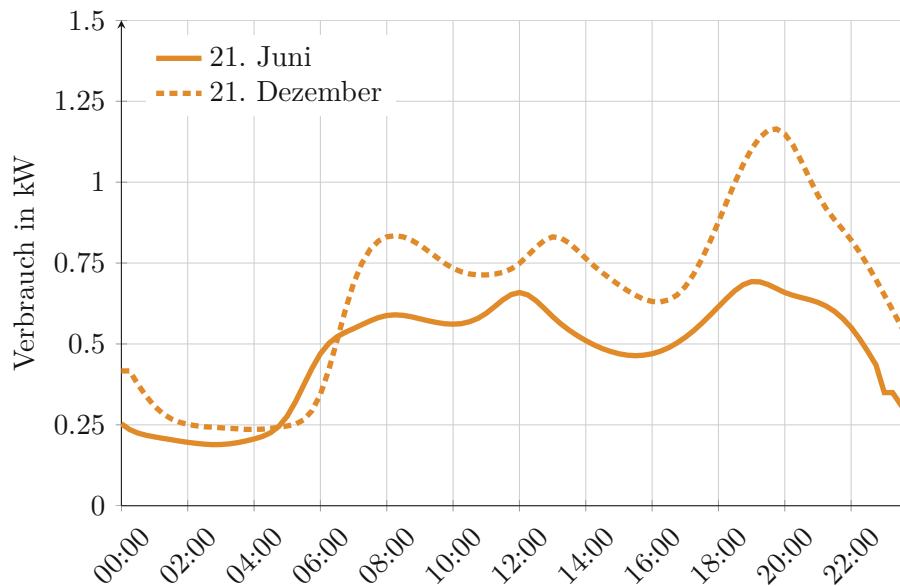


Abbildung 3.3: Wirkleistungsverbrauch eines Haushaltskunden an jeweils einem typischen Sommer- und Wintertag

gieverbrauch von 5000 kWh angenommen und das Lastprofil mit dem entsprechenden Faktor multipliziert. Abbildung 3.3 zeigt den Wirkleistungsverbrauch für je einen Tag im Sommer und einen im Winter.

Der Leistungsfaktor der Haushalte wird mit $\cos \varphi = 0.95$ abgeschätzt. Der Blindleistungsbezug errechnet sich dann durch

$$Q = P \cdot \tan \varphi \quad (3.1)$$

direkt aus dem Wirkleistungsbezug. Die Blindleistung weist also genau denselben, lediglich mit dem Faktor $\tan \varphi$ multiplizierten Verlauf wie die Wirkleistung auf und ist daher nicht extra in Abbildung 3.3 dargestellt.

Weiters ist der Leistungsbezug eines Haushaltskunden im Allgemeinen von der Spannung abhängig. Dies resultiert daraus, dass sich in einem Haushalt in der Regel drei verschiedene Typen von Verbrauchern befinden, nämlich

- P-Lasten bzw. leistungskonstante Lasten, welche eine feste und von der Spannung unabhängige Leistung beziehen. Entsprechend $S = U \cdot I^*$ verhält sich der bezogene Strom dann umgekehrt proportional zur Spannung.
- I-Lasten bzw. stromkonstante Lasten, welche einen festen Strom beziehen und deren Leistungsbezug sich entsprechend $S = U \cdot I^*$ linear mit der Spannung ändert.

- Z-Lasten bzw. impedanzkonstante Lasten, bei denen sich der bezogene Strom aufgrund von $I = U/Z$ proportional zur Spannung verhält und deren Leistungsbezug sich entsprechend $S = U \cdot I^* = U^2 \cdot Z^{-1}$ quadratisch mit der Spannung ändert.

Daraus ergibt sich eine für Haushalte charakteristische Spannungsabhängigkeit, welche durch das bei [7] beschriebene, sogenannte ZIP-Modell nachgebildet werden kann:

$$P = P_0 \left[Z_p \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + I_p \frac{U}{U_0} + P_p \right] \quad (3.2)$$

$$Q = Q_0 \left[Z_q \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + I_q \frac{U}{U_0} + P_q \right] \quad (3.3)$$

Darin beschreiben P und Q die Wirk- und Blindleistung bei der tatsächlichen Betriebsspannung U , P_0 und Q_0 die Wirk- und Blindleistung bei Nennspannung U_0 . Die dimensionslosen Koeffizienten Z , I und P – versehen mit dem Index p für die Wirkleistung oder q für die Blindleistung – bilden die jeweiligen impedanz-, strom- oder leistungskonstanten Anteile der Verbraucher im Haushalt nach. Für die Koeffizienten gilt daher:

$$Z + I + P = 1. \quad (3.4)$$

Für die Modellierung der Haushaltskunden in dieser Diplomarbeit werden die folgenden, ebenfalls bei [7] genannten, Koeffizienten angewandt:

$$\begin{aligned} Z_p &= 0.85 \\ I_p &= -1.12 \\ P_p &= 1.27 \end{aligned} \quad (3.5)$$

$$\begin{aligned} Z_q &= 10.96 \\ I_q &= -18.73 \\ P_q &= 8.77 \end{aligned} \quad (3.6)$$

Photovoltaik-Anlage Das zugrunde gelegte Photovoltaik-Erzeugungsprofil stammt von der Photovoltaik-Anlage auf meinem Wohnhaus in 2120 Obersdorf, Niederösterreich. Die Anlage hat eine Nennleistung¹ von 4.27 kW und ist nach Süd-Westen ausgerichtet. Mit einer Volllaststundenzahl von 1195 Stunden im Jahr 2022 entspricht sie ziemlich genau den in der Literatur meist für Photovoltaik-Anlagen angenommenen 1200 Volllaststunden. Für das Modell wird das Erzeugungsprofil auf eine Nennleistung von 5 kW skaliert. Die Erzeugungsprofile für Sommer und Winter sind in Abbildung 3.4 dargestellt.

¹In dieser Arbeit ist im Kontext einer Photovoltaik-Anlage unter dem Begriff *Nennleistung* stets die Nennleistung unter Standard-Testbedingungen (STC) zu verstehen, welche umgangssprachlich auch als *Peak-Leistung* bezeichnet wird.

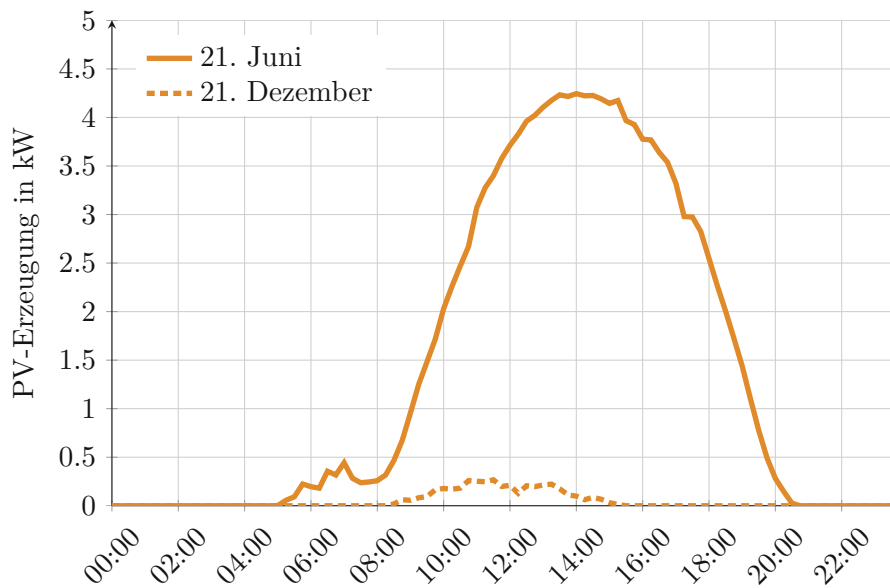


Abbildung 3.4: Leistungsabgabe der Photovoltaikanlage

Der Wechselrichter wird mit einer $\cos \varphi(P)$ -Regelung ausgestattet. Diese Regelung hat den Vorteil, dass sie nur von der lokalen Einspeiseleistung abhängig ist und so, wie bereits beschrieben, die Berechnung des netzwirksamen Haushalts-Lastprofils außerhalb des PSS SINICAL-Modells und ohne Kenntnis der Spannungsverhältnisse erfolgen kann. Die genaue Beschreibung sowie Vor- und Nachteile des $\cos \varphi(P)$ -Regelungskonzeptes sind in Abschnitt 2.2 zu finden, die Implementierung im Modell in Abschnitt A.1. Um jedenfalls bis zu einem Leistungsfaktor von $\cos \varphi = 0.9$ regeln zu können, ohne die Wirkleistungsabgabe drosseln zu müssen, wird der Wechselrichter folgendermaßen überdimensioniert:

$$S_{\text{inv}} = \frac{1}{0.9} \cdot P_{\text{PV}}. \quad (3.7)$$

Sofern kein Speicher im Haushalt installiert wird, könnte für die reale Umsetzung des Modells z. B. der Wechselrichter „RCT Power Inverter 6.0“ verwendet werden. Die Bewertung in Kapitel 4 wird sich bei einigen Parametern auf diesen konkreten Wechselrichter beziehen. Die entsprechenden Daten werden den Datenblättern [37] entnommen. Ist ein Speicher im Haushalt installiert, kommt ein Hybrid-Wechselrichter zum Einsatz, siehe nächster Absatz.

Batteriespeicher Der Batteriespeicher wird mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 kWh modelliert. Wie in Abbildung 3.2 dargestellt, wird der Speicher DC-gekoppelt in den Haushalt eingebunden. Das bedeutet, dass Photovoltaik-Anlage und Speicher am selben Wechselrichter angeschlossen sind. Die im vorherigen Absatz beschriebene Blind-

leistungsregelung richtet sich demnach nach der Output-Leistung des Wechselrichters, welche abhängig davon, ob der Speicher gerade lädt oder entlädt, kleiner oder größer als die Photovoltaik-Leistung sein kann. Es wird davon ausgegangen, dass der Speicher an die Photovoltaik-Anlage angepasst ist und die Lade- bzw. Entladeleistung demnach keinen einschränkenden Parameter darstellt. Der Speicher kann im Modell also jede beliebige Leistung aufnehmen oder abgeben, sofern es die verfügbare Speicherkapazität zulässt. Für den Lade- und Entladewirkungsgrad werden 96 % bzw. 95 % angenommen. Der Speicher kann wahlweise mit dem Ladekonzept *Direktes Laden* oder *Peak-Shaving* (vgl. Unterabschnitt 2.6.1) betrieben werden. Die genaue Umsetzung der Ladekonzepte in der Modellierung ist Abschnitt A.1 zu entnehmen.

Für die reale Umsetzung des modellierten Speichersystems könnte z. B. der Speicher „RCT Power Battery 5.7“ der Firma *RCT Power* sowie der zugehörige Hybrid-Wechselrichter „RCT Power Storage DC 4.0“ herangezogen werden. Die Bewertung in Kapitel 4 wird sich bei einigen Parametern auf dieses konkrete Speichersystem beziehen. Die entsprechenden Daten werden aus den Datenblättern [37] entnommen:

- Maximaler Lade- / Entladestrom: 25 A
- Spannungsbereich: 180 V ... 206 V
- Speicherkapazität: 5.18 kWh
- Batterietechnologie: LiFePO₄
- Gewicht: ca. 78 kg
- Abmessungen (B x L x H): 340 x 340 x 830 mm

3.3 Großbatteriespeicher

Der Großbatteriespeicher in Szenario C und E wird direkt an der Sammelschiene der Ortsnetz-Transformatorstation angeschlossen.

Betriebsweise Es wird davon ausgegangen, dass der Speicher als Netzstabilisierungsmaßnahme installiert wird. Das bedeutet, dass sich der Betrieb nach technischen und nicht nach wirtschaftlichen Parametern richtet. Konkret soll es durch den Speicher ermöglicht werden, dass jeder Haushalt seine Photovoltaik-Anlage ohne Einschränkung betreiben kann, ohne dass dies den Ortsnetztransformator überlastet. Der Speicher misst daher die Auslastung des Transformators und regelt seine Ladeleistung so, dass der Transformator nie über 90 % seiner Nennscheinleistung beansprucht wird. Dies entspricht quasi dem Ladekonzept *Peak-Shaving*.

Die nutzbare Speicherkapazität des Speichers beträgt 300 kWh, was ungefähr der Summe der in Szenario A und B installierten Kundenspeicher entspricht. Die maximale Lade- und Entladeleistung wird mit 150 kW angenommen. Die Wirkungsgrade für Ein- und Ausspeicherung sind wie beim Kundenspeicher 96 % bzw. 95 %.

Modellierung Wie auch beim Kundenspeicher, erfolgt die Implementierung des Großbatteriespeichers nicht direkt in PSS SINCAL, sondern über ein separat programmiertes EXCEL VBA Skript. Darin werden die Leistungsflüsse über den Transformator, die ohne einen Speicher auftreten, als Daten-Grundlage für die Berechnung des Speicherhaltens verwendet. Die genaue Implementierung ist Abschnitt A.2 zu entnehmen. Die Lade-/Entladeleistung des Speichers wird dann als Lastprofil einer allgemeinen leistungskonstanten Last (P-Last) in PSS SINCAL importiert.

Für die reale Umsetzung des modellierten Speichersystems könnte z. B. der Speicher „GRES 300 kWh“ der Firma *Sicon Chat Union Electric (SCU)* verwendet werden. Die Bewertung in Kapitel 4 wird sich bei einigen Parametern auf diesen konkreten Speicher beziehen. Die Kennwerte dieses Speichers sind laut [36]:

- Leistungsausgang: max. 150 kW
- Leistungseingang: max. 150 kW
- Speicherkapazität: 300 kWh
- Batterietechnologie: LiFePO₄
- Gewicht: ca. 6000 kg
- Abmessungen (B x L x H): 1.68 x 3.83 x 1.7 m

3.4 Wasserstoff-Speichersystem

Das Wasserstoff-Speichersystem in Szenario D wird direkt an der Sammelschiene der Ortsnetz-Transformatorstation angeschlossen.

Betriebsweise Basierend auf den Erkenntnissen aus Unterabschnitt 2.5.4 wird für die Umwandlungspfade *Strom* → *Wasserstoff* und *Wasserstoff* → *Strom* jeweils ein Wirkungsgrad von 70 % angenommen. In Summe ergibt das einen Wirkungsgrad von knapp 50 %. Die maximale Lade- und Entladeleistung wird genauso wie beim Großbatteriespeicher zu jeweils 150 kW angenommen. Der Wasserstoffspeicher nimmt – solange es Ladeleistung und Speicherstand zulassen – jede Überschussleistung des Niederspan-

nungsnetzes auf und gibt bei Bedarf sofort maximale Leistung ab. Das Speichersystem wird also so betrieben, dass der Energieaustausch mit dem Mittelspannungsnetz ein Minimum erreicht.

Modellierung Der Quellcode sowie detaillierte Erläuterungen zur Modellierung sind in Abschnitt A.2 zu finden. Als Eingangsdaten dienen die Leistungsflüsse über den Transformator im dem Fall, dass es gar keinen Speicher gibt. Die Lade-/Entladeleistung des Speichersystems wird dann als Lastprofil einer allgemeinen leistungs-konstanten Last (P-Last) in PSS SINCAL importiert.

Elektrolyse- und Brennstoffzellensysteme sind oft in kompakter Containerbauweise ausgeführt, wie zum Beispiel das bei [45] beschriebene Projekt „GrInHy“. Der Platzbedarf der Anlage wird daher mit einem 40-Fuß-Container (12 x 2.4 x 2.4 m) abgeschätzt. Darin ist nur die Technologie zur Umwandlung enthalten, nicht aber der Wasserstoffspeicher selbst. Um eine gewisse Vergleichbarkeit mit dem Batteriespeicher zu erhalten, wird der Wasserstoffspeicher auf die selbe Größe, wie der Batteriespeicher dimensioniert. Das ist ein Volumen von rund 11 m^3 , was bei Druckgasspeicherung (700 bar, 1860 kWh/m^3) einer maximalen Speicherkapazität von rund 20 350 kWh entspricht.

3.5 Szenarien

Szenario 0: Keine Speicher im Niederspannungsnetz

Dieses Szenario dient als Base Case zur Feststellung des Ist-Bestandes und zur Gewinnung von Vergleichsergebnissen. Es wird davon ausgegangen, dass im Niederspannungsnetz keine sektoralen Speicher für elektrische Energie vorhanden sind. Jeder Haushalt wird aber mit einer Photovoltaik-Anlage mit einer Nennleistung von 5 kW ausgestattet. Überschüssige Leistung wird vollständig in das Netz eingespeist. Abbildung 3.5 zeigt schematisch die Grundstruktur dieses Szenarios.

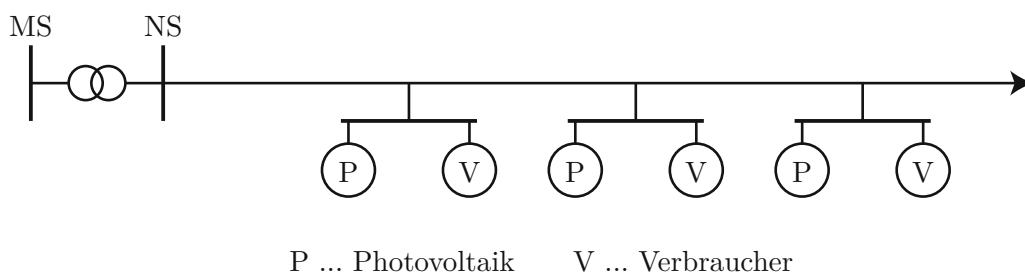


Abbildung 3.5: Schematische Darstellung von Szenario 0

Szenario A: Konventionell bewirtschaftete Kundenspeicher

Szenario A stellt den Fall dar, der mittelfristig aus dem derzeit praktizierten Vorgehen bei der Integration von Energiespeichern folgt. Energiespeicher werden in erster Linie – weitgehend unreguliert – in Verbindung mit Photovoltaik-Anlagen in Haushalten installiert. Im Vordergrund steht dabei die wirtschaftliche Optimierung aus Sicht des Anlagenbetreibers. Als Ladekonzept für den Speicher wird daher das direkte Laden gewählt. Bezüglich Leistungsfaktor gibt es keine Vorgaben vom Netzbetreiber, weshalb die Blindleistungsregelung am Wechselrichter deaktiviert wird und die Einspeisung mit $\cos \varphi = 1$, also reiner Wirkleistung, erfolgt. Der schematische Aufbau dieses Szenarios ist in Abbildung 3.6 dargestellt.

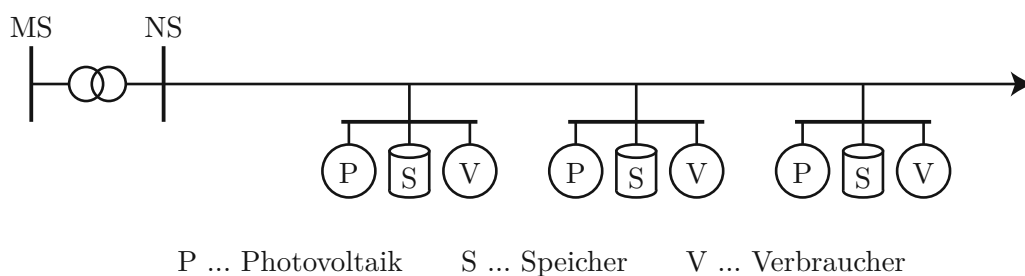


Abbildung 3.6: Schematische Darstellung der Szenarien A und B

Szenario B: Netzdienlich bewirtschaftete Kundenspeicher infolge einer Einspeisebeschränkung

Das Szenario B unterscheidet sich von Szenario A nur dahingehend, dass von einer gesetzlichen Einspeisebeschränkung von 50 % ausgegangen wird. An einem Haushaltsanschluss darf nun also nur noch Wirkleistung im Umfang von 50 % der Nennleistung der Photovoltaik-Anlage eingespeist werden. Übersteigt die Photovoltaik-Anlage diese Produktionsschwelle und der Strom kann weder verbraucht noch gespeichert werden, muss die Anlagenleistung gedrosselt werden.

Davon ausgehend, dass der Photovoltaik-Anlagen-Betreiber seine Anlage voll auslasten und daher eine Drosselung der Leistung unter allen Umständen vermeiden möchte, wird er den Speicher mit dem Ladekonzept *Peak-Shaving* betreiben und die Schwelle genau bei 50 % ansetzen. Der Aufbau des Szenarios entspricht Abbildung 3.6.

Szenario C: Zentraler Batteriespeicher

In Szenario C werden keine dezentralen Speicher in den Haushalten installiert. Es gibt lediglich einen großen Batteriespeicher, der direkt an die Sammelschiene der Ortsnetz-

Transformatorstation angeschlossen wird. Die Haushalte mit einer Photovoltaik-Anlage speisen überschüssigen Strom vollständig in das Netz ein, eine Einspeisebeschränkung wie in Szenario B gibt es nicht. Der Speicher soll dafür sorgen, dass keine kritischen Netzsituationen auftreten und der Transformator zu keinem Zeitpunkt über 90 % belastet wird. Der Speicher wird vom Netzbetreiber betrieben, die Hauptaufgabe des Speichers sind also Systemdienstleistungen und keine primär wirtschaftliche Optimierung.

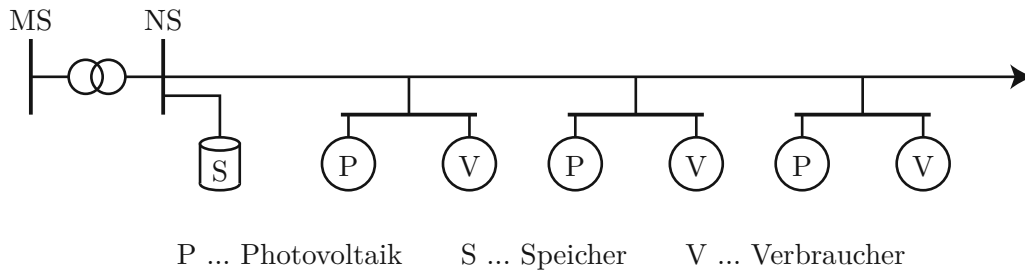


Abbildung 3.7: Schematische Darstellung der Szenarien C, D und E

Szenario D: Zentrales Wasserstoff-Speichersystem

In Szenario D werden keine dezentralen Speicher in den Haushalten installiert. Es gibt lediglich ein direkt an die Sammelschiene der Ortsnetz-Transformatorstation angeschlossenes Speichersystem, bestehend aus Elektrolyseanlage, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle. Die Haushalte mit einer Photovoltaik-Anlage speisen überschüssigen Strom vollständig in das Netz ein, eine Einspeisebeschränkung wie in Szenario B gibt es nicht. Der Speicher wird so betrieben, dass die im Niederspannungsnetz produzierte Energie möglichst vollständig auch im Niederspannungsnetz verbraucht wird.

Szenario E: Zentraler Batteriespeicher kombiniert mit Blindleistungsregelung an den Photovoltaik-Wechselrichtern der Haushaltskunden

In Szenario E wird genauso wie in Szenario C ein Großbatteriespeicher beim Transformator installiert. Die Haushalte bekommen vom Netzbetreiber nun aber die Vorgabe, ihre Wechselrichter mit einer $\cos \varphi(P)$ -Blindleistungsregelung entsprechend Abbildung 2.7 auf Seite 15 auszustatten, um den durch die Einspeisung verursachten Spannungsanstieg einzudämmen.

Kapitel 4

Ergebnisse & Bewertung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Berechnungen dargestellt und erläutert. Diese Ergebnisse werden anschließend auf Basis zuvor festgelegter Parameter bewertet.

4.1 Rahmenbedingungen der Bewertung

4.1.1 Bewertungssystem

Um die im vorherigen Kapitel ausgearbeiteten Szenarien vergleichen und bewerten zu können und schlussendlich das beste Szenario zu bestimmen, werden zuerst neun Parameter festgelegt, die ein optimales Szenario erfüllen soll. Bei der Bewertung der Szenarien werden die den Parametern untergeordneten Fragen herangezogen und für jeden Parameter nach folgendem Prinzip Punkte vergeben:

- 0 ... Parameter wird gar nicht erfüllt.
- 1 ... Parameter wird teilweise erfüllt.
- 2 ... Parameter wird vollständig erfüllt.

Zur abschließenden Gesamtbewertung in Kapitel 5 werden die Parameter noch nach ihrer Relevanz gewichtet. Die Parameter lauten:

Technische Parameter

- Netzdienlichkeit
 - Werden alle Betriebsmittel im zulässigen Bereich ausgelastet?
 - Können durch den Speichereinsatz Netzausbaumaßnahmen vermieden werden?

- Kann der Speicher beim Netzwiederaufbau nach einem Blackout positiv unterstützend wirken?
- Integration erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen
 - Können durch den Speichereinsatz mehr erneuerbare Erzeuger angeschlossen werden als ohne Speicher?
 - Gibt es genügend Spielraum, um erneuerbare Erzeugungsanlagen in Zukunft noch weiter auszubauen?
- Effizienz & Lebensdauer
 - Sind die Ein- und Ausspeicherung effizient und können die Umwandlungsverluste gering gehalten werden?
 - Können die Netzverluste gering gehalten werden?
 - Ist bei der jeweiligen Betriebsweise eine lange Lebensdauer des Speichers gewährleistet?
- Autarkie
 - Können Haushalte als Inselnetze betrieben werden und im Falle eines Stromausfalls autark versorgt werden?
 - Besteht die Möglichkeit zur autarken Versorgung des betrachteten Niederspannungsnetzes als Inselnetz?

Ökonomische Bewertung

- Wirtschaftlichkeit für Haushalte (HH)
 - Können die über die kommenden 20 Jahre insgesamt anfallenden Kosten für die elektrische Energieversorgung des Haushaltes, unter der Annahme heute gültiger Strompreise, durch die Investition in den Speicher gesenkt werden?
- Wirtschaftlichkeit für den Verteilnetzbetreiber (VNB)
 - Kann der Speicher, unter Berücksichtigung aller technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen, über die kommenden 20 Jahre wirtschaftlich betrieben werden?
 - Können durch den Speichereinsatz Kosten für Netzausbaumaßnahmen eingespart werden?

Ökologische Bewertung

- CO₂- und Energiebilanz
 - Kann der Speicher, bei Betrachtung über seine gesamte Nutzungsdauer, CO₂-Ausstoß und Energieverluste reduzieren?
- Rohstoffe und Recycling
 - Sind die Rohstoffe zur Herstellung des Speichers ausreichend verfügbar?
 - Werden bei der Rohstoffgewinnung Mindeststandards bezüglich Umweltschutz und Menschenrechte eingehalten?
 - Können die Speicher umweltgerecht entsorgt werden bzw. gibt es Recyclingmöglichkeiten? Werden diese angewendet?
- Realisierbarkeit
 - Kann das Szenario in der Realität umgesetzt werden?
 - Gibt es Lösungen für eventuell vorhandene ökologische, politische oder gesellschaftliche Hindernisse?

4.1.2 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung erfolgt nach der Barwertmethode, beschrieben in [19]. In diesem Abschnitt soll die angewendete Methode zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit kurz vorgestellt werden.

Dabei wird der sogenannte Barwert (Net Present Value, NPV) durch die Investitionskosten I_0 und alle, auf den Zeitpunkt 0 mit dem Zinsfaktor r abgezinsten, Einnahmen E und Ausgaben A bestimmt. Dies geschieht entsprechend folgender Formel:

$$NPV = -I_0 + \frac{E_1 - A_1}{(1+r)^1} + \frac{E_2 - A_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{E_n - A_n}{(1+r)^n} \quad (4.1)$$

Wenn jedes Jahr die selben Zahlungsströme E und A zu erwarten sind, kann die Formel unter Verwendung der geometrischen Summenformel

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{q}\right)^i = \frac{q^n - 1}{q^n(q-1)} \quad (4.2)$$

mit $q = 1 + r$ vereinfacht werden zu

$$NPV = -I_0 + (E - A) \cdot \frac{(1+r)^n - 1}{(1+r)^n \cdot r} \quad (4.3)$$

Für die Berechnung in den kommenden Abschnitten werden als Einnahmen

$$E = p_{\text{Einsp.}} \cdot c_{\text{Einsp.}} \quad (4.4)$$

die Vergütungen für eingespeisten Strom mit der eingespeisten Wirkleistung $p_{\text{Einsp.}}$ in kWh und der Einspeisevergütung $c_{\text{Einsp.}}$ in Euro/kWh gezählt. Als Ausgaben

$$A = p_{\text{Bezug}} \cdot c_{\text{Bezug}} + w \quad (4.5)$$

werden die Kosten für bezogenen Strom mit der aus dem Netz bezogenen Wirkleistung p_{Bezug} in kWh und den Stromkosten c_{Bezug} in Euro/kWh, sowie etwaige Wartungskosten w gezählt. Als Investitionskosten werden nur jene Kosten herangezogen, die sich in den Szenarien unterscheiden. Netzanschlussgebühr, Photovoltaik-Module und deren Montage etc. werden nicht miteinbezogen, da diese in allen Szenarien anfallen und so den Barwert für alle Szenarien nur um einen gewissen Betrag verschieben würden. Das Ergebnis der Rechnung stellt also jene Summe dar, die über n Jahre für die Versorgung mit elektrischer Energie für einen Haushalt anfällt, exklusive jener Kosten, die für alle Szenarien gleich sind.

Für die wirtschaftliche Bewertung werden folgende Annahmen getroffen:

- Kosten (inkl. aller Gebühren und Steuern) für den Bezug¹:

$$c_{\text{Bezug}} = 0.390 \text{ €/kWh}$$

- Vergütung für die Einspeisung²:

$$c_{\text{Einsp.}} = 0.125 \text{ €/kWh}$$

- Kalkulationszinssatz:

$$r = 3 \%$$

Entsprechend der aktuellen Situation (Inflation deutlich höher als nominale Zinsen) müsste eigentlich ein negativer Kalkulationszinssatz angesetzt werden. Es wird aber davon ausgegangen, dass dies eine kurzzeitige Erscheinung aufgrund aktueller Krisen ist und langfristig mit leicht positiven realen Zinsen kalkuliert werden kann.

4.1.3 CO₂-Bilanz

Die Herstellung eines Energiespeichers ist immer mit einem gewissen Energieverbrauch und – entweder damit einhergehend oder direkt – mit einem gewissen CO₂-Ausstoß verbunden. Dies beginnt mit der Gewinnung der Rohmaterialien, der Weiterverarbeitung

¹Schätzung basierend auf dem E-Control Tarifkalkulator

²OeMAG Einspeisevergütung für das 4. Quartal 2023

derselben, der Fertigung des Speichers und endet mit dem Transport zum Bestimmungsort. In der Literatur lassen sich für unterschiedliche Speichertechnologien Werte für deren CO₂-Ausstoß pro hergestellter Kilowattstunde Speicherkapazität bzw. wo es zweckmäßiger ist, auch pro Kilowatt Speicherleistung, finden. Diese CO₂-Emissionen kann ein Speicher im Laufe seiner Lebensdauer wieder abbauen, indem er den Verbrauch von CO₂-frei hergestellter Energie ermöglicht, wo zuvor fossil erzeugte Energie zum Einsatz gekommen ist.

Um die CO₂-Bilanz eines Energiespeichers berechnen zu können, wird der soeben beschriebene Sachverhalt in eine Formel gefasst:

$$B = x \cdot K - E \cdot \alpha \cdot T \quad (4.6)$$

Darin bezeichnet B den gesamten CO₂-Ausstoß in kg über die Nutzungsdauer, x den CO₂-Ausstoß pro hergestellter Kilowattstunde Speicherkapazität in kg/kWh, K die Speicherkapazität des betrachteten Speichers in kWh, E die jährliche Energiemenge, die aufgrund des Speichers nicht aus dem Netz bezogen werden muss in kWh/a, α den CO₂-Ausstoß, der für die Erzeugung einer Kilowattstunde elektrischer Energie aus dem Netz verursacht wird in kg/kWh und T die erwartete Lebensdauer des Speichers in Jahren.

4.1.4 Datengrundlage

Basis für alle Berechnungen sind Leistungsprofile eines ganzen Jahres mit je einem Messwert pro Viertelstunde. Die Berechnungen des netzwirksamen Lastprofils und der Energiebilanz der Haushaltskundenanschlüsse sowie des Speichereinsatzes wurden in EXCEL mit den Viertelstundenwerten durchgeführt. Für die Berechnungen in PSS SIN-CAL bezüglich Energieaustausch zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz, Verluste und Grenzwertverletzungen wurden die Viertelstundenwerte per Mittelwertbildung auf Stundenwerte umgerechnet, da die Berechnung mit Viertelstundenwerten unverhältnismäßig hohe Rechenleistung und Berechnungsdauern gefordert hätte.

Um die Daten übersichtlich darzustellen, werden grundsätzlich für Abbildungen und Erläuterungen je ein repräsentativer Tag für den Sommer und für den Winter herangezogen, nämlich der 21. Juni und der 21. Dezember. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen beziehen sich vorwiegend auf den 21. Juni, da dies der Tag mit der höchsten Photovoltaik-Produktion ist. Für die Betrachtung und Analyse kritischer Netz-situationen ist dieser Tag daher besonders relevant. Im Winter ist die Thematik der Photovoltaik-Einspeisung und Energiespeicherung vernachlässigbar, wie bereits aus Abbildung 3.4 erkennbar ist.

4.2 Szenario 0: Keine Speicher im Niederspannungsnetz

4.2.1 Berechnungsergebnisse

Haushalt

Die Festlegungen des Szenario 0 führen auf die in Tabelle 4.1 dargestellten Kennwerte. Die Energiemengen beziehen sich auf ein volles Jahr und sind auf ganze Zahlen gerundet. Es ist zu erkennen, dass die Photovoltaik-Anlage gut auf den Haushaltsenergieverbrauch abgestimmt ist und rund 19 % mehr Energie erzeugt, als verbraucht wird. Trotzdem liegt der Eigendeckungsgrad des Haushaltes nur bei 41 %. Dieser ergibt sich aus der Differenz zwischen Energieverbrauch und Bezug aus dem Netz, bezogen auf den Energieverbrauch.

	Wert	Einheit
PV-Produktion	5974	kWh
Energieverbrauch	5000	kWh
Einspeisung (HH → NS)	3940	kWh
Bezug (NS → HH)	2966	kWh
Eigendeckung (absolut)	2034	kWh
Eigendeckung (relativ)	41	%
Eingespeicherte Energie	0	kWh
Ausgespeicherte Energie	0	kWh
Speicher-Vollzyklen	0	

Tabelle 4.1: Jahres-Energiebilanz eines Haushaltskunden, Szenario 0

Abbildung 4.1 zeigt das für das Netz sichtbare Lastprofil eines Haushaltskundenanschlusses für den 21. Dezember, welcher hier als repräsentativer Wintertag dient. Wie bereits aus Abbildung 3.4 erkennbar war, hat die Photovoltaik-Anlage im Winter kaum Einfluss und das netzwirksame Lastprofil entspricht im Wesentlichen dem Verbrauchsprofil aus Abbildung 3.3.

Abbildung 4.2 zeigt das für das Netz sichtbare Lastprofil eines Haushaltskundenanschlusses für den 21. Juni, welcher hier als repräsentativer Sommertag dient. Wie bereits aus Abbildung 3.4 zu vermuten war, ist das netzwirksame Lastprofil im Sommer maßgeblich durch die Photovoltaik-Erzeugung geprägt.

Für den Haushalt fallen an Investitionen lediglich die Kosten für den Wechselrichter der Photovoltaik-Anlage an. Diese betragen für den in Abschnitt 3.2 genannten

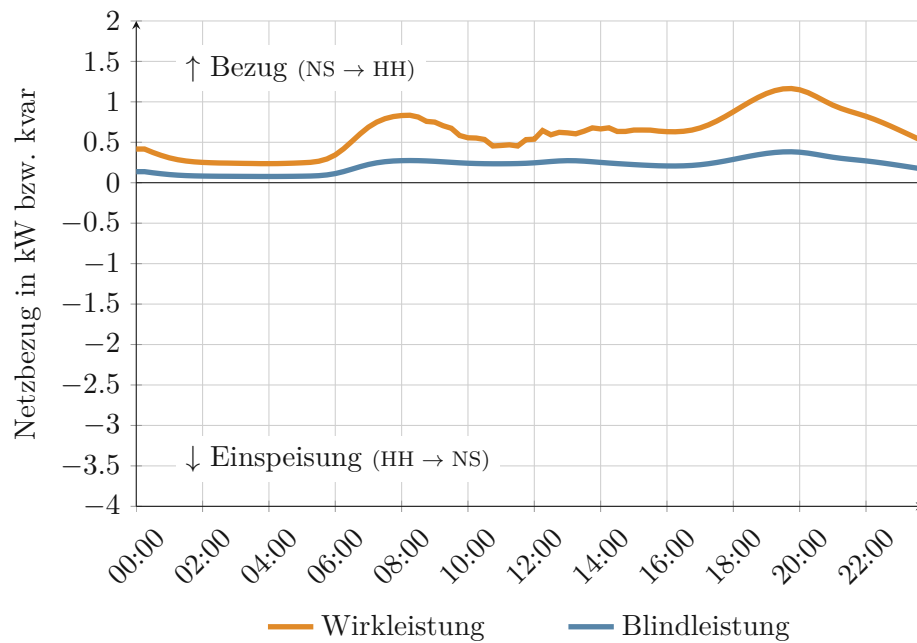


Abbildung 4.1: Netzwirksames Lastprofil des Haushaltskunden am 21. Dezember, Szenario 0

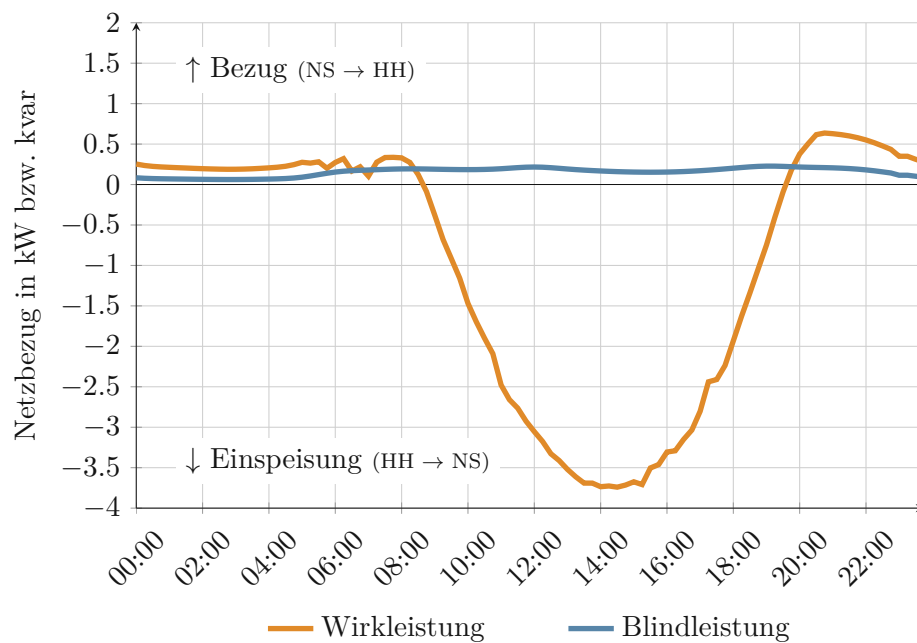


Abbildung 4.2: Netzwirksames Lastprofil des Haushaltskunden am 21. Juni, Szenario 0

Wechselrichter³ 1626 Euro⁴. Mit den in Tabelle 4.1 genannten Energiemengen, den angenommenen Strompreisen und den Investitionskosten ergibt Gleichung 4.3 folgendes Ergebnis:

$$\begin{aligned}
 NPV_0 &= \\
 &= -1626 \text{ €} + (3940 \text{ kWh} \cdot 0.125 \text{ €/kWh} - 2966 \text{ kWh} \cdot 0.390 \text{ €/kWh}) \cdot \frac{1.03^{20} - 1}{1.03^{20} \cdot 0.03} = \\
 &= -11\,508 \text{ €}
 \end{aligned}
 \tag{4.7}$$

Dieser Wert beschreibt nun, wie viel Geld die elektrische Energieversorgung des Haushaltes ohne Speicher über einen Zeitraum von 20 Jahren kostet. Diese Nicht-Investition in einen Speicher bildet daher die Basis, auf derer die Wirtschaftlichkeit der anderen Szenarien bemessen wird.

Netz

In Tabelle 4.2a sind die zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz ausgetauschten Energiemengen sowie die Anzahl der Stunden, in denen Grenzwertverletzungen (Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen) vorliegen, angeführt. Mit 471 von 8760 Stunden (1 Jahr = 365 Tage = 8760 Stunden) liegen rund 5 % der Zeit unzulässige Betriebszustände vor. Tabelle 4.2b zeigt die größten innerhalb eines Jahres auftretenden Leistungsflüsse zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz. Der maximale Wirkleistungsfluss vom Nieder- ins Mittelspannungsnetz von 213 kW überlastet den Transformator um mehr als ein Drittel (Transformator-Nennleistung 160 kW).

	Wert	Einheit		Wert	Einheit
Wirkenergie (MS → NS)	174 343	kWh	Wirkleistung (MS → NS)	81	kW
Blindenergie (MS → NS)	110 189	kvarh	Blindleistung (MS → NS)	35	kvar
Wirkenergie (NS → MS)	221 253	kWh	Wirkleistung (NS → MS)	213	kW
Blindenergie (NS → MS)	0	kvarh	Blindleistung (NS → MS)	0	kvar
Wirkenergie-Verluste	10 505	kWh	Wirkleistungs-Verluste	13	kW
Grenzwertverletzungen	471	h			

(a) Jahres-Energiebilanz

(b) Maximale Leistungsflüsse

Tabelle 4.2: Energie- und Leistungsflüsse über ein Jahr, Szenario 0

³RCT Power Inverter 6.0

⁴Preis vom 24.10.2023 auf der Website www.photovoltaik-shop.com

Abbildung 4.3 zeigt den Verlauf der Spannungsverhältnisse entlang der Feeder zum Zeitpunkt der höchsten Photovoltaik-Einspeisung. Tabelle 4.3 beschreibt den Zustand des Ortsnetztransformators zum selben Zeitpunkt. Feeder 1 verlässt den zulässigen Spannungsbereich von $\pm 7\%$ der Nennspannung bereits beim vierten Anschlusspunkt, Feeder 2 erreicht die kritische Schwelle bei seinem letzten Anschlusspunkt. Bezüglich des zulässigen Spannungsbereiches siehe Abschnitt 2.2.

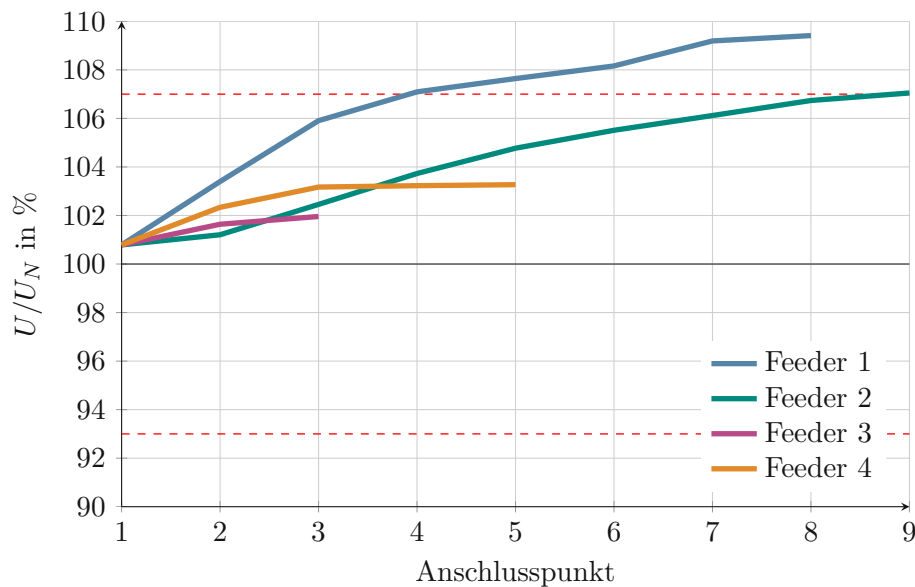


Abbildung 4.3: Spannungsverlauf entlang der Feeder, 21. Juni, 14:30 Uhr, Szenario 0

	Wert	Einheit
Wirkleistung (MS \rightarrow NS)	-208	kW
Blindleistung (MS \rightarrow NS)	27	kvar
Auslastung	131	%
$\cos \varphi$	-0.99	

Tabelle 4.3: Betriebszustand des Transformators, 21. Juni, 14:30 Uhr, Szenario 0

4.3 Szenario A: Konventionell bewirtschaftete Kundenspeicher

4.3.1 Berechnungsergebnisse

Haushalt

Die Rahmenbedingungen des Szenario A führen auf die in Tabelle 4.4 dargestellten Kennwerte. Durch den Speicher kann die von der Photovoltaik-Anlage erzeugte Energie sehr gut für den Eigenverbrauch genutzt werden: 67 % des Verbrauchs können durch Eigenproduktion gedeckt werden, was im Vergleich zu Szenario 0 eine deutliche Steigerung bedeutet.

	Wert	Einheit
PV-Produktion	5974	kWh
Energieverbrauch	5000	kWh
Einspeisung (HH → NS)	2520	kWh
Bezug (NS → HH)	1671	kWh
Eigendeckung (absolut)	3329	kWh
Eigendeckung (relativ)	67	%
Eingespeicherte Energie	1419	kWh
Ausgespeicherte Energie	1294	kWh
Speicher-Vollzyklen	284	

Tabelle 4.4: Jahres-Energiebilanz eines Haushaltes, Szenario A

Abbildung 4.4 zeigt die Nutzung des Speichers am 21. Juni. Der 21. Dezember ist nicht dargestellt, da der Speicher an diesem Tag nicht zum Einsatz kommt und durchgehend leer ist. Auf der linken Ordinate ist die Leistung aufgetragen, mit welcher der Speicher be- bzw. entladen wird. Im Sinne einer konsistenten Orientierung wird – wie bei den Berechnungen in Abschnitt A.1 – die Leistungsabgabe (Entladen) positiv und die Leistungsaufnahme (Laden) negativ dargestellt. Auf der rechten Ordinate ist der Speicherstand aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass der Speicher bereits einen Speicherstand von 2.7 kWh vom Vortag übernimmt und im dargestellten Zeitraum nie ganz leer wird. Dies führt dazu, dass der maximale Speicherstand von 5 kWh bereits vor 12 Uhr erreicht ist. Der Speicher weist eine Vollzyklenzahl von 284 auf. Die Vollzyklenzahl ergibt sich aus der in einem Jahr insgesamt in den Speicher geladenen Energie dividiert durch seine maximale Speicherkapazität.

Abbildung 4.5 setzt sich nun aus Verbrauch, Photovoltaik-Produktion und Speichernutzung zusammen und stellt jenes Lastprofil dar, das schlussendlich für das Netz sichtbar und relevant ist. Es fällt sofort auf, dass an dem dargestellten Sommertag überhaupt keine Wirkleistung bezogen, sondern nur eingespeist wird. Auffällig ist dabei der steile

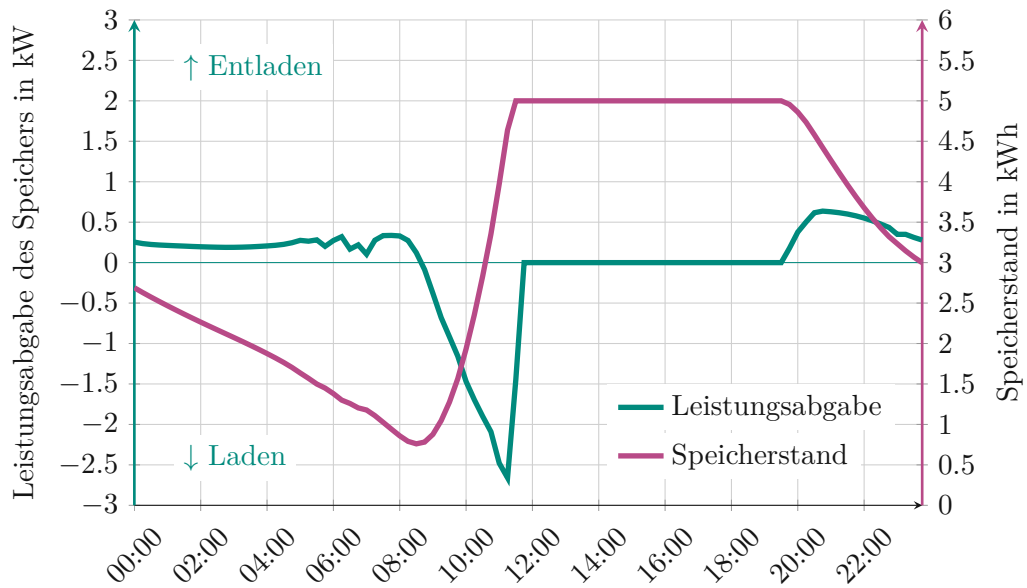


Abbildung 4.4: Nutzung des Kundenspeichers am 21. Juni, Szenario A

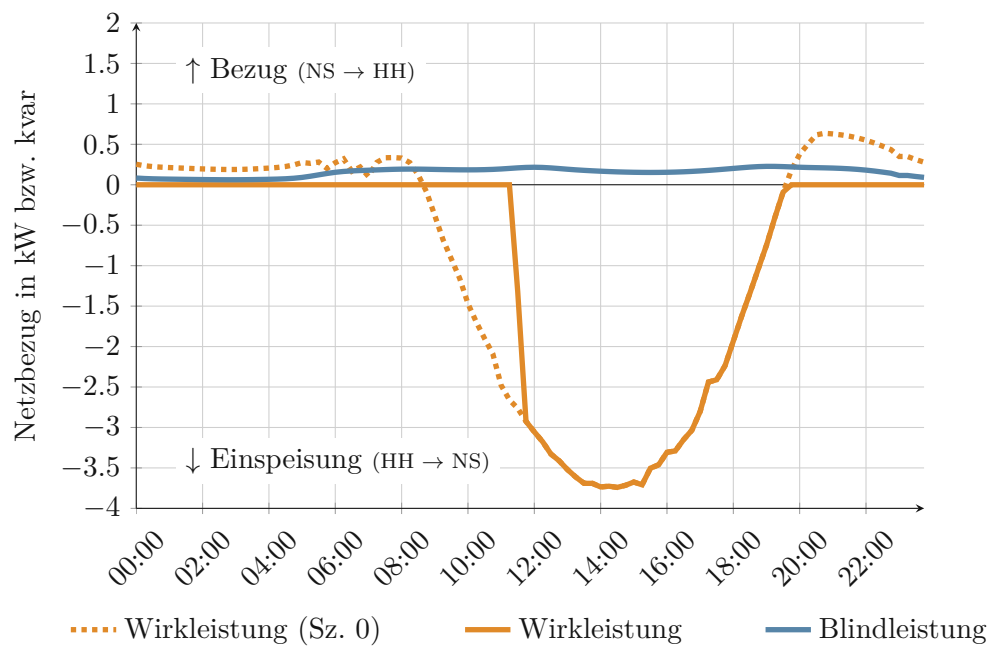


Abbildung 4.5: Netzwirksames Lastprofil des Haushaltskunden am 21. Juni, Szenario A

Anstieg der Einspeiseleistung um kurz vor 12 Uhr. Der Vergleich mit Abbildung 4.4 zeigt, dass dieser Anstieg daraus resultiert, dass der Speicher voll ist und nicht mehr beladen werden kann. Um die Auswirkungen des Speicher deutlich zu machen, ist strichliert auch das Wirkleistungsprofil von Szenario 0 dargestellt.

Das Lastprofil für den Winter ist nicht dargestellt, da der Speicher, wie bereits erwähnt, nicht zum Einsatz kommt und sich daher unverändert das Lastprofil aus Abbildung 4.1 ergibt.

Die Anschaffung des in Abschnitt 3.2 genannten Speichers⁵ kostet 3544 Euro⁶ und die des genannten Wechselrichters⁷ 2021 Euro⁶. In Summe werden die Investitionskosten daher zu 5565 Euro angenommen. Die Investitionskosten für die Photovoltaik-Module und sämtliche Montagekosten werden in die Wirtschaftlichkeitsrechnung nicht miteinbezogen, da diese in jedem betrachteten Szenario gleich sind. Die gesamte Anlage aus Photovoltaik-Modulen, Speicher und Wechselrichter ist praktisch wartungsfrei und verursacht daher keine laufenden Kosten. Mit den in Tabelle 4.4 genannten Energiemengen, den angenommenen Strompreisen und den Investitionskosten ergibt Gleichung 4.3 für den Barwert folgendes Ergebnis:

$$\begin{aligned}
 NPV_A &= \\
 &= -5565 \text{ €} + (2586 \text{ kWh} \cdot 0.125 \text{ €/kWh} - 1612 \text{ kWh} \cdot 0.390 \text{ €/kWh}) \cdot \frac{1.03^{20} - 1}{1.03^{20} \cdot 0.03} = \\
 &= -10109 \text{ €}
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

Dieser Wert beschreibt nun, wie viel Geld der Speicher und die elektrische Energieversorgung des Haushaltes über einen Zeitraum von 20 Jahren kosten.

Netz

In Tabelle 4.5a sind die zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz ausgetauschten Energiemengen sowie die Anzahl der Stunden, in denen Grenzwertverletzungen (Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen) vorliegen, angeführt. Im Vergleich zu Szenario 0 konnten die ausgetauschten Wirkleistungsmengen zwischen den Netzebenen stark reduziert werden, was auch zu einer Verringerung der Übertragungsverluste führt. Die Anzahl der Stunden mit Grenzwertverletzungen konnte hingegen nur leicht verbessert werden und liegt immer noch in der selben Größenordnung von rund 5 % der Zeit. Die größten innerhalb eines Jahres auftretenden Leistungsflüsse zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz unterscheiden sich nicht von den in Tabelle 4.2b für Szenario 0 genannten Werten.

⁵RCT Power Battery 5.7

⁶Preise vom 24.10.2023 auf der Website www.photovoltaik-shop.com

⁷RCT Power Storage DC 4.0

	Wert	Einheit		Wert	Einheit
Wirkenergie (MS → NS)	100 009	kWh	Wirkleistung (MS → NS)	81	kW
Blindenergie (MS → NS)	105 760	kvarh	Blindleistung (MS → NS)	35	kvar
Wirkenergie (NS → MS)	142 748	kWh	Wirkleistung (NS → MS)	213	kW
Blindenergie (NS → MS)	0	kvarh	Blindleistung (NS → MS)	0	kvar
Wirkenergie-Verluste	7308	kWh	Wirkleistungs-Verluste	13	kW
Grenzwertverletzungen	411	h			

(a) Jahres-Energiebilanz

(b) Maximale Leistungsflüsse

Tabelle 4.5: Energie- und Leistungsflüsse über ein Jahr, Szenario A

Wie Abbildung 4.4 für den 21. Juni zeigt, erreicht der Kundenspeicher um 11:45 Uhr seinen maximalen Speicherstand und sprunghaft speisen alle Haushalte gleichzeitig ihre volle Photovoltaik-Leistung in das Netz ein. Das führt am Transformator zu einem extrem steilen Anstieg der Auslastung und auch zu einer sofortigen Überlastung. Zwischen 11:45 Uhr und 17:00 Uhr liegt die Auslastung des Transformators stets über 100 %. In diesem Szenario kann die von den Photovoltaik-Anlagen im betrachteten Niederspannungsnetz produzierte Leistung also vom Transformator nicht ins übergeordnete Mittelspannungsnetz transportiert werden.

Auf den Spannungsverlauf entlang der Feeder zum Zeitpunkt der höchsten Photovoltaik-Einspeisung (14:30 Uhr, 21. Juni) hat der Speicher keine Auswirkung. Genau wie in Szenario 0, siehe Abbildung 4.3 und Tabelle 4.3, kommt es daher zu Grenzwertverletzungen.

Aus den Werten für ein- und ausgespeicherte Energie aus Tabelle 4.4 ergeben sich Speicher-Umwandlungsverluste von 125 kWh. Der Eigenverbrauch des Systems beträgt laut [37] maximal 5 W, was im Folgenden vernachlässigt werden soll. Über alle Speicher im betrachteten Niederspannungsnetz summiert, ergibt das, gemeinsam mit den Netzverlusten aus Tabelle 4.5a, Gesamt-Energieverluste von

$$\Delta E_A = 59 \cdot 125 + 7308 = 14\,683 \text{ kWh.} \quad (4.9)$$

4.3.2 Technische Bewertung

An den vorangegangenen Ausführungen ist bereits zu erkennen, dass Kundenspeicher bei dieser Art des Betriebes überhaupt keinen Nutzen für das Netz haben. Statt zu einer Vergleichmäßigung der Betriebsmittelauslastungen, führt der Speichereinsatz zu sprunghaften Änderungen im netzwirksamen Haushaltslastprofil. Der Transformator überschreitet seine Nennleistung deutlich, ein Ausbau ist erforderlich. Auf den Netzwiederaufbau nach einem Blackout wirkt sich der Speicher aufgrund der bereits erwähnten

steilen Gradienten im Haushaltslastprofil und durch fehlenden Zugriff des Netzbetreibers negativ aus. Der Parameter **Netzdienlichkeit** wird mit **0 Punkten** bewertet.

Auch in Hinblick auf die Integration weiterer erneuerbarer Energiequellen bringt der Speicher keinen Vorteil. Er trägt nicht dazu bei, die für das Netz sehr herausfordernde Mittags-Erzeugungsspitze abzumildern und den Spannungshub entlang des Feeder zu reduzieren. Der Parameter **EE-Integration** wird mit **0 Punkten** bewertet.

Der Hersteller gibt für den Batteriespeicher und den Wechselrichter 10 Jahre Garantie. Die Zyklenzahl, bis die Speicherkapazität auf 80 % der angegebenen Speicherkapazität abgefallen ist, wird mit 5000 angegeben. Davon ausgehend, dass der Speicher ansonsten unter idealen Bedingungen betrieben wird, kann man von einer Lebensdauer von bis zu 20 Jahren ausgehen. Diese Zeitspanne wird auch der wirtschaftlichen Betrachtung zugrunde gelegt. Diese Lebensdauer entspricht der gängigen Lebensdauer von anderen Haustechnikgeräten, wie Heizungssystemen. Durch das gewählte Ladekonzept lädt sich der Speicher auch in den Wintermonaten fast täglich auf mindestens 10 % auf, sodass die Gefahr einer Beschädigung durch Tiefentladung nicht gegeben ist.

Im Datenblatt [37] für den Speicher sind folgende Wirkungsgrade angegeben:

$$\eta_{PV \rightarrow Speicher} = 96.6\% \quad \eta_{Speicher \rightarrow AC} = 95.4\% \quad (4.10)$$

Trotz dieser grundsätzlich hohen Wirkungsgrade, ergeben sich mit $\Delta E_A = 17\,279 \text{ kWh}$ deutlich höhere Energieverluste als in Szenario 0. Der Parameter **Effizienz & Lebensdauer** wird daher mit **1 Punkt** bewertet.

Im Falle eines Blackouts kann mit dem Speichersystem und der Photovoltaik-Anlage ein Inselnetz im Haushalt aufgebaut werden. Es ist dazu kein weiteres Equipment notwendig. In den Sommermonaten kann oft wirklich über mehrere Tage eine Vollversorgung ohne Netzbezug hergestellt werden, in den Wintermonaten reicht die Photovoltaik-Erzeugung dafür nicht aus. Bei einem reduzierten Notbetrieb (nur Licht, Radio etc.) kann durch den Speicher aber trotzdem an manchen Tagen eine durchgehende Versorgung sichergestellt werden. Der Parameter **Autarkie** wird mit **2 Punkten** bewertet.

4.3.3 Ökonomische Bewertung

Der berechnete Barwert von $NPV_A = -10\,109 \text{ €}$ ist betragsmäßig geringer als in Szenario 0 ($NPV_0 = -11\,508 \text{ €}$). Das bedeutet, dass die elektrische Energieversorgung des Haushaltes über 20 Jahre durch den Speicher günstiger wird, sich die Investition in den Speicher also rentiert. Der Parameter **Wirtschaftlichkeit für Haushalte** wird deshalb mit **2 Punkten** bewertet.

Wie in der technischen Bewertung bereits festgestellt wurde, führt dieses Szenario zu keiner Entlastung des Netzes und kann so auch keine Netzausbaumaßnahmen verhin-

dern. Um alle Photovoltaik-Anlagen betreiben zu können, muss der Transformator vergrößert bzw. auch durch einen regelbaren Ortsnetztransformator ersetzt werden. Dafür ist mit Investitionen in der Größenordnung von 100 000–150 000 Euro (siehe [3]) zu rechnen. Der Parameter **Wirtschaftlichkeit für den Netzbetreiber** wird mit **0 Punkten** bewertet.

4.3.4 Ökologische Bewertung

Der betrachtete Speicher „RCT Power Battery 5.7“ arbeitet auf Basis der Lithium-Eisen-Phosphat (LiFePO₄)-Technologie. Wie in Unterabschnitt 2.5.3 bereits ausgeführt, sind die darin verwendeten Materialien grundsätzlich ungiftig und ökologisch unbedenklich und der Speicher erreicht nach 2000 Voll-Ladezyklen eine negative CO₂-Bilanz. Für die Herstellung werden in der Literatur 110 kg CO₂ pro kWh Speicherkapazität angegeben. Ausgehend von einem CO₂-Ausstoß von 55 g/kWh im österreichischen Strommix, wie von der E-Control [49] berechnet, und den in Tabelle 4.4 genannten 1294 kWh, die jährlich aus dem Speicher bezogen werden, können jedes Jahr 71.2 kg CO₂ eingespart werden. Über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren und für alle 59 Haushalte im betrachteten Netz ergibt dies entsprechend Gleichung 4.6 eine CO₂-Bilanz von

$$\begin{aligned} B_A &= 59 \cdot (110 \text{ kg/kWh} \cdot 5.76 \text{ kWh} - 1294 \text{ kWh/a} \cdot 0.055 \text{ kg/kWh} \cdot 20 \text{ a}) = \\ &= -46\,598.2 \text{ kg} \end{aligned} \quad (4.11)$$

Dabei wurde aber nicht berücksichtigt, dass der Ausbau erneuerbarer Energien stetig voranschreitet und der Strommix dadurch immer weniger CO₂-Ausstoß verursacht und damit die CO₂-Einsparung durch den Speicher immer geringer wird. Um die politisch angekündigte Klimaneutralität 2050 zu erreichen, muss der CO₂-Ausstoß pro kWh durchschnittlich um ungefähr 10 % jährlich sinken. Dies führt auf folgendes, weniger eindrucksvolle Ergebnis:

$$\begin{aligned} B'_A &= 59 \cdot (110 \text{ kg/kWh} \cdot 5.76 \text{ kWh} - 1294 \text{ kWh/a} \cdot 0.055 \text{ kg/kWh} \cdot \frac{1 - 0.9^{21}}{1 - 0.9}) = \\ &= -13.4 \text{ kg} \end{aligned} \quad (4.12)$$

Ein heute hergestellter Batteriespeicher verursacht also fast genauso viel CO₂, wie durch seine Verwendung in den nächsten 20 Jahren eingespart werden kann. Da aber natürlich auch die Speicherproduktion zunehmend effizienter und mit erneuerbarem Strom geschieht, wird die CO₂-Bilanz eines wie in diesem Szenario betriebenen Speichers auch in der nahen und mittleren Zukunft zumindest neutral bleiben. Aus Sicht des Klimaschutzes ist der Speichereinsatz daher positiv zu sehen und der Parameter **CO₂-Bilanz** wird mit **2 Punkten** bewertet.

Bei einem Speichergewicht von 78 kg [37] und einem Lithium-Gehalt von 5 m.-% [59] ergibt sich ein Lithium-Bedarf von 3.9 kg pro Speicher bzw. auf alle 59 Haushalte hochgerechnet von rund 230 kg. Dies ist per se nicht umwelt- oder klimaschädlich, führt aber zu Wasserknappheit in den Abbaugebieten, wie bereits in Unterabschnitt 2.5.3 beschrieben wird. Derzeit ist Lithium ausreichend vorhanden, die natürlichen Vorkommen beschränken sich allerdings auf extrem wenige Länder. Die Rohstoffgewinnung und -verfügbarkeit ist also eher ambivalent zu betrachten.

Es ist theoretisch möglich, den Speicher vollständig zu recyceln. Aus wirtschaftlichen Gründen passiert dies aber oft nicht. Aufgrund der extrem rasanten Verbreitung von Lithium-Ionen-Akkus wird das Recycling in den nächsten Jahren aber ebenfalls ein rentabler Wirtschaftszweig werden und es ist trotz der derzeit eher bescheidenen Recyclingquote davon auszugehen, dass heute hergestellte Speicher künftig recycelt werden. Der Parameter **Rohstoffe & Recycling** wird daher mit **1 Punkt** bewertet.

Die Umsetzung dieses Szenarios ist ohneweiters möglich und derzeit auch in Gange. Der Parameter **Realisierbarkeit** wird daher mit **2 Punkten** bewertet.

4.4 Szenario B: Netzdienlich bewirtschaftete Kundenspeicher infolge einer Einspeisebeschränkung

4.4.1 Berechnungsergebnisse

Haushalt

Die aus dem Szenario B über ein Jahr resultierenden Energiemengen für einen Haushalt sind in Tabelle 4.6 dargestellt (die Ergebnisse sind auf ganze Zahlen gerundet). Die Einspeisebegrenzung von 50 % der Photovoltaik-Nennleistung führt aufgrund der angepassten Ladestrategie über das ganze Jahr nur für 2,5 Stunden zu einer Drosselung der Photovoltaik-Anlage, was sich in der Jahreserzeugung mit einem Entgang von weniger als 1 kWh niederschlägt. Der Speicher wird in diesem Fall also optimal betrieben, um die Auswirkungen der Einspeisebeschränkung abzufedern. Die Vollzyklenzahl nimmt allerdings von 284 im Szenario A auf 81 in diesem Szenario drastisch ab. Auch die Eigendeckung des Verbrauchs verringert sich deutlich auf 48 % und liegt nur knapp über jenem Eigendeckungsgrad ohne Speicher (41 %).

Da nur jene Leistung eingespeichert wird, welche die 50 %-Schwelle überschreitet, ist nicht gewährleistet, dass der Speicher jeden Tag voll geladen wird. Wie in Abbildung 4.6 zu sehen ist, dürfte dies am vorangegangenen Tag der Fall gewesen sein, sodass der Speicher in den dargestellten Tag vollkommen leer startet. Das Laden beginnt erst kurz vor 12 Uhr – in Szenario A war der Speicher zu diesem Zeitpunkt bereits voll geladen. Auf-

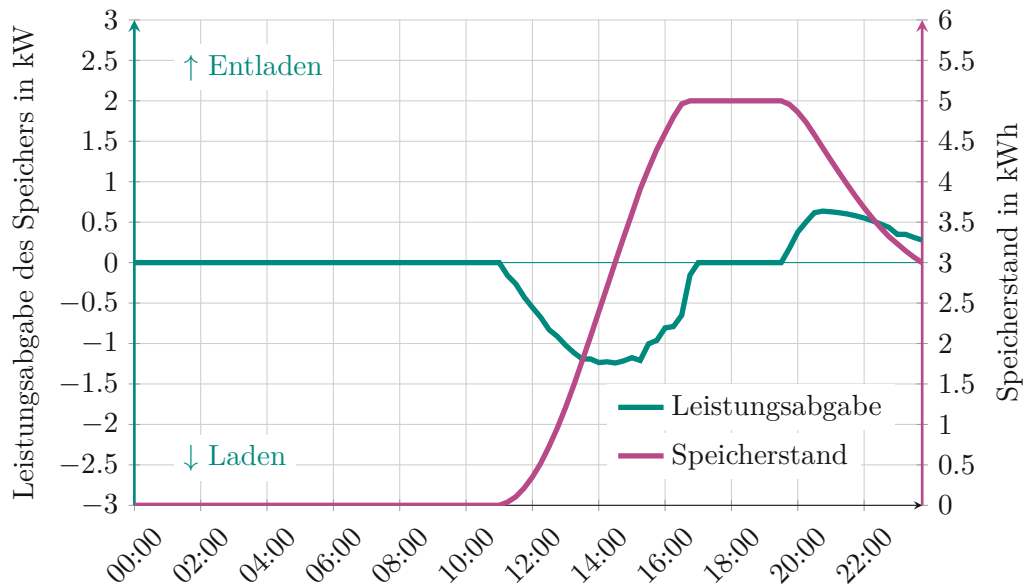


Abbildung 4.6: Nutzung des Kundenspeichers am 21. Juni, Szenario B

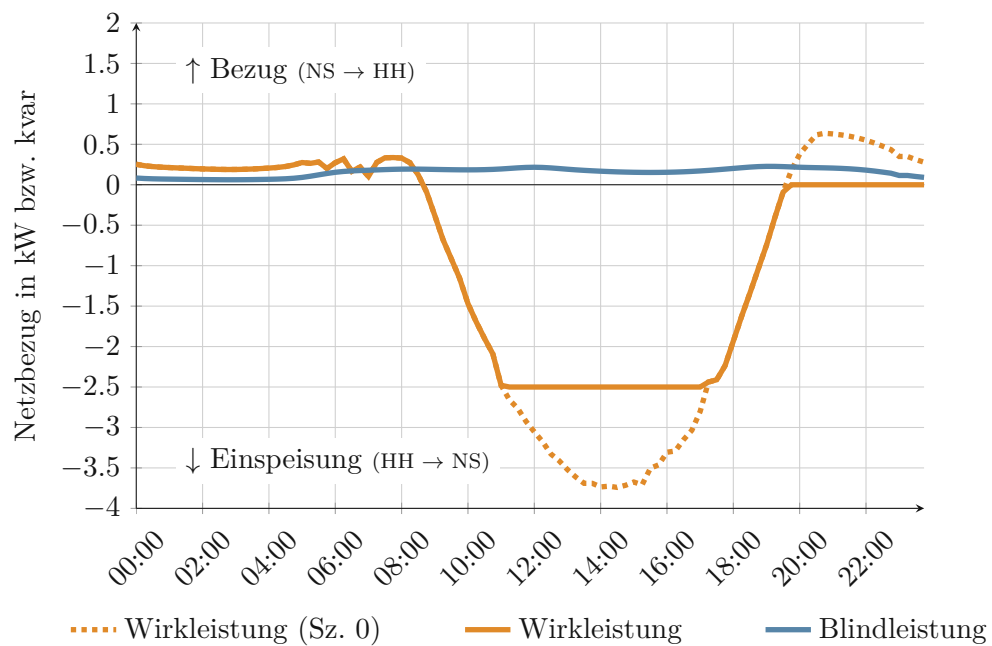


Abbildung 4.7: Netzwirksames Lastprofil des Haushaltskunden am 21. Juni, Szenario B

	Wert	Einheit
PV-Produktion	5974	kWh
Energieverbrauch	5000	kWh
Einspeisung (HH → NS)	3536	kWh
Bezug (NS → HH)	2598	kWh
Eigendeckung (absolut)	2402	kWh
Eigendeckung (relativ)	48	%
Eingespeicherte Energie	403	kWh
Ausgespeicherte Energie	368	kWh
Speicher-Vollzyklen	81	

Tabelle 4.6: Jahres-Energiebilanz eines Haushaltskunden, Szenario B

grund der außerordentlich günstigen Sonneneinstrahlung am dargestellten Tag, wird der Speicher trotzdem innerhalb von rund 6 Stunden voll geladen.

Für die Berechnung des Barwertes gelten die selben Annahmen wie in Szenario A. In Summe werden die Investitionskosten daher zu 5565 Euro angenommen. Die gesamte Anlage aus Photovoltaik-Modulen, Speicher und Wechselrichter ist praktisch wartungsfrei und verursacht daher keine laufenden Kosten. Mit den in Tabelle 4.6 genannten Energiemengen, den angenommenen Strompreisen und den Investitionskosten ergibt Gleichung 4.3 für den Barwert folgendes Ergebnis:

$$\begin{aligned}
 NPV_B &= \\
 &= -5565 \text{ €} + (3536 \text{ kWh} \cdot 0.125 \text{ €/kWh} - 2598 \text{ kWh} \cdot 0.390 \text{ €/kWh}) \cdot \frac{1.03^{20} - 1}{1.03^{20} \cdot 0.03} = \\
 &= -13860 \text{ €}
 \end{aligned}
 \tag{4.13}$$

Dieser Wert beschreibt nun, wie viel Geld der Speicher und die elektrische Energieversorgung des Haushaltes über einen Zeitraum von 20 Jahren kosten.

Netz

Im netzwirksamen Lastprofil Abbildung 4.7 sind die Auswirkungen des Ladekonzeptes sehr deutlich zu erkennen. Erstens beginnt die Wirkleistungseinspeisung bereits deutlich früher (ab ca. 9 Uhr) und mit deutlich weniger steilem Anstieg als in Szenario A. Zweitens übersteigt die Einspeiseleistung zu keinem Zeitpunkt 2.5 kW.

Um die Auswirkungen des Speicher deutlich zu machen, ist strichliert auch das Wirkleistungsprofil von Szenario 0 dargestellt. Das Lastprofil für den Winter ist nicht dargestellt, da der Speicher, wie bereits erwähnt, nicht zum Einsatz kommt und sich daher

	Wert	Einheit		Wert	Einheit
Wirkenergie (MS → NS)	153 489	kWh	Wirkleistung (MS → NS)	81	kW
Blindenergie (MS → NS)	107 195	kvarh	Blindleistung (MS → NS)	33	kvar
Wirkenergie (NS → MS)	200 445	kWh	Wirkleistung (NS → MS)	142	kW
Blindenergie (NS → MS)	0	kvarh	Blindleistung (NS → MS)	0	kvar
Wirkenergie-Verluste	8365	kWh	Wirkleistungs-Verluste	6	kW
Grenzwertverletzungen	0	h			

(a) Jahres-Energiebilanz

(b) Maximale Leistungsflüsse

Tabelle 4.7: Energie- und Leistungsflüsse über ein Jahr, Szenario B

unverändert das Lastprofil aus Abbildung 4.1 ergibt.

Dies führt zu einer starken Entlastung des Transformators. Dieser ist maximal zu 90 % ausgelastet und folglich fähig, die Überschussleistung der Photovoltaik-Anlagen auf die Mittelspannungsebene zu transportieren. Die entsprechenden ausgetauschten Energiemengen zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz sind in Tabelle 4.7a dargestellt. Diese liegen höher als in Szenario A, jedoch niedriger als in Szenario 0.

Tabelle 4.7b zeigt die größten innerhalb eines Jahres auftretenden Leistungsflüsse zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz. Während sich der maximale Leistungsbezug aus dem Mittelspannungsnetz im Vergleich zu Szenario 0 nicht verändert hat, konnte die ins Mittelspannungsnetz eingespeiste Spitzenleistung um rund ein Drittel reduziert werden. Die maximal auftretende Verlustleistung im Niederspannungsnetz hat sich halbiert.

Die Spannungsverläufe entlang der Feeder um 14:30 Uhr, dem Zeitpunkt der höchsten Photovoltaik-Leistung, sind in Abbildung 4.8 dargestellt, der gleichzeitig vorliegende Transformator-Betriebszustand ist in Tabelle 4.8 beschrieben. Es konnte eine Reduktion der Spannungsanhebung erreicht werden, sodass alle Feeder im zulässigen Spannungsbereich bleiben und – zumindest aus Sicht der Spannungshaltung – noch ein weiterer Ausbau der Photovoltaik möglich wäre. Es kommt das ganze Jahr über zu keiner Spannungsbandverletzung oder Betriebsmittelüberlastung.

	Wert	Einheit
Wirkleistung (MS → NS)	−142	kW
Blindleistung (MS → NS)	17	kvar
Auslastung	89	%
$\cos \varphi$	−0.99	

Tabelle 4.8: Betriebszustand des Transformators, 21. Juni, 14:30 Uhr, Szenario B

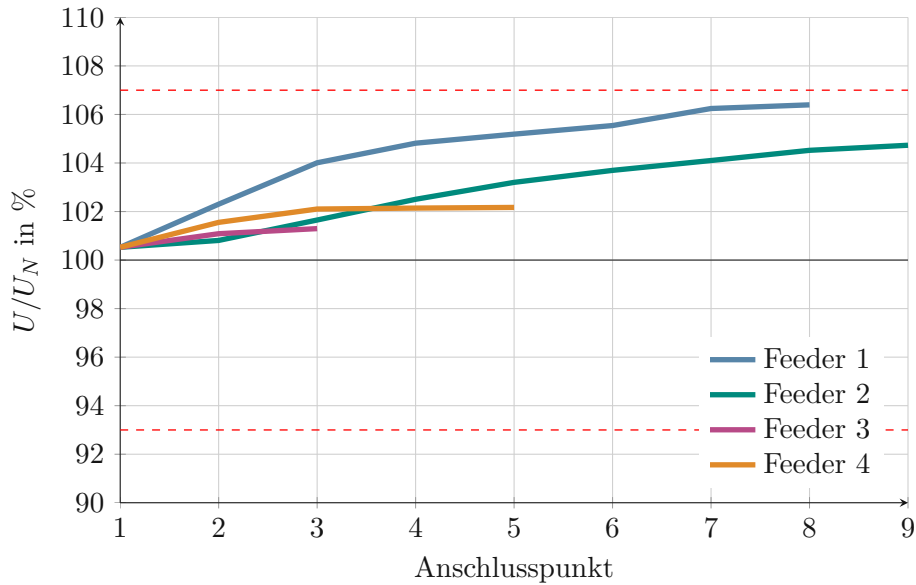


Abbildung 4.8: Spannungsverlauf entlang der Feeder, Sommer, 14:30 Uhr, Szenario B

Aus den Werten für ein- und ausgespeicherte Energie aus Tabelle 4.6 ergeben sich Speicher-Umwandlungsverluste von 35 kWh. Der Eigenverbrauch des Systems beträgt laut [37] maximal 5 W, was im Folgenden vernachlässigt werden soll. Über alle Speicher im betrachteten Niederspannungsnetz summiert, ergibt das, gemeinsam mit den Netzverlusten aus Tabelle 4.7a, Gesamt-Energieverluste von

$$\Delta E_B = 59 \cdot 35 + 8365 = 10\,430 \text{ kWh.} \quad (4.14)$$

4.4.2 Technische Bewertung

Wie anhand der vorangegangenen Erläuterungen bereits klar wurde, ist die Speicher-Betriebsweise in Szenario B eindeutig netzdienlich. Der Transformator und die Leitungen bleiben innerhalb ihrer zulässigen Belastungsgrenzen und ein Netzausbau ist daher vorerst nicht notwendig. Beim Netzwiederaufbau nach einem Blackout können die Haushalte mit Speicher unterstützend wirken, da der Netzbetreiber für einen ziemlich langen Zeitraum am Tag von einer konstanten Einspeisung ausgehen kann, wie in Abbildung 4.7 zu erkennen ist. Der Parameter **Netzdienlichkeit** wird mit **2 Punkten** bewertet.

Der Spannungsverlauf entlang der Feeder ist deutlich weniger stark steigend als in Szenario A und aus Sicht der Spannungshaltung ist genügend Spielraum für einen weiteren Photovoltaik-Ausbau gegeben. Der Transformator überschreitet nie die Grenze von 90 % Auslastung. Der Parameter **EE-Integration** wird mit **2 Punkten** bewertet.

In den Monaten November, Dezember und Jänner kommt der Speicher insgesamt nur an neun Tagen zum Einsatz und wird jeweils nur mit kleinen Energiemengen beladen. Um negative Auswirkungen auf die Lebensdauer durch eine Tiefentladung zu vermeiden, muss der Speicher in diesen Monaten ggf. mit Strom aus dem Netz geladen werden oder ein jahreszeitlich angepasstes Ladekonzept zur Anwendung kommen.

Die Energieverluste liegen mit $\Delta E_B = 13\,026 \text{ kWh}$ nur etwas höher als in Szenario 0 und damit in einem vertretbaren Rahmen. Der Parameter **Effizienz & Lebensdauer** wird daher insgesamt mit **1 Punkt** bewertet.

Wie in Szenario A kann die Anlage als Inselnetz betrieben werden. Im Regelbetrieb ist aufgrund der reduzierten Einspeicherung aber nicht immer gewährleistet, dass der Speicher voll geladen wird und die Eigenversorgung sinkt demnach. Bei einem Stromausfall ist die Einspeisung ins Netz allerdings nicht möglich, sodass das Ladekonzept in diesem Fall sowieso auf direktes Laden umgestellt werden muss. Die Notstromversorgung ist also wie in Szenario A vollständig gegeben. Der Parameter **Autarkie** wird mit **2 Punkten** bewertet.

4.4.3 Ökonomische Bewertung

Der berechnete Barwert von $NPV_B = -13\,860 \text{ €}$ ist betragsmäßig größer als in Szenario 0 ($NPV_0 = -11\,508 \text{ €}$). Das bedeutet, dass die elektrische Energieversorgung des Haushaltes über 20 Jahre durch den Speicher teurer wird, sich die Investition in den Speicher also nicht rentiert. Der Parameter **Wirtschaftlichkeit für Haushalte** wird deshalb mit **0 Punkten** bewertet.

Der Netzbetreiber erspart sich große Investitionen für den Ausbau des Transformators und der Leitungen. Der Parameter **Wirtschaftlichkeit für den Netzbetreiber** wird daraus folgend mit **2 Punkten** bewertet.

4.4.4 Ökologische Bewertung

Ausgehend von den in Tabelle 4.6 genannten 403 kWh , die jährlich ein- und ausgespeichert werden, können jedes Jahr 22.2 kg CO_2 eingespart werden. Für die Herstellung werden in der Literatur 110 kg CO_2 pro kWh Speicherkapazität angegeben. Über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren und für alle 59 Haushalte im betrachteten Netz ergibt dies entsprechend Gleichung 4.6 eine CO_2 -Bilanz von

$$\begin{aligned} B_B &= 59 \cdot (110 \text{ kg/kWh} \cdot 5.76 \text{ kWh} - 403 \text{ kWh/a} \cdot 0.055 \text{ kg/kWh} \cdot 20 \text{ a}) = \\ &= 11\,227.7 \text{ kg} \end{aligned} \quad (4.15)$$

bzw. unter der Annahme, dass der Strommix, welcher durch die eingespeicherte Energie substituiert wird, selbst immer CO_2 -neutraler wird, konkret der CO_2 -Ausstoß pro kWh

durchschnittlich um ungefähr 10 % jährlich sinkt,

$$B'_B = 59 \cdot (110 \text{ kg/kWh} \cdot 5.76 \text{ kWh} - 403 \text{ kWh/a} \cdot 0.055 \text{ kg/kWh} \cdot \frac{1 - 0.9^{21}}{1 - 0.9}) = \quad (4.16)$$

$$= 25\,736.0 \text{ kg}$$

Aufgrund der geringen Auslastung (81 Vollzyklen) in diesem Szenario kann ein heute hergestellter Batteriespeicher die bei der Herstellung angefallenen CO₂-Emissionen während seinem Betrieb über 20 Jahre nicht wieder einsparen und ist daher unter dem Strich ein CO₂-Verursacher. Natürlich muss in einer gesamtheitlichen Betrachtung an dieser Stelle aber berücksichtigt werden, dass der Speicher in diesem Szenario den weiteren Ausbau von Photovoltaik-Anlagen begünstigt und so insgesamt kräftig zu einer Dekarbonisierung im Energiesektor beiträgt. Trotz des zusätzlichen CO₂-Ausstoßes, der durch den Speicher verursacht wird, wird aufgrund des Beitrages zur Dekarbonisierung der Parameter **CO₂-Bilanz** mit **1 Punkt** bewertet.

Der Parameter **Rohstoffe & Recycling** verhält sich identisch zu Szenario A und wird mit **1 Punkt** bewertet.

In diesem Szenario wird von einer allgemeinen Einspeisebeschränkung auf 50 % der Photovoltaik-Nennleistung und daraus resultierend von einer drauf angepassten Speichernutzung ausgegangen. Eine allgemeine Einspeisebeschränkung ist politisch umstritten und deren Umsetzung derzeit nicht zu erwarten. Und selbst wenn, würde das in der Realität nicht zwingend sofort zu einem angepassten Speicherverhalten führen. Die **Realisierbarkeit** ist also technisch kein Problem, könnte aber durch rechtliche, regulatorische und politische Herausforderungen beeinträchtigt sein und wird daher mit **1 Punkt** bewertet.

4.5 Szenario C: Zentraler Batteriespeicher

4.5.1 Berechnungsergebnisse

Aus Sicht des Haushaltskunden unterscheidet sich Szenario C nicht von Szenario 0. Tabelle 4.1 sowie die Abbildungen 4.1 und 4.2 sind unverändert gültig.

Wie in Abbildung 4.2 zu sehen ist, wird im Haushalt keine Energie gespeichert und daher die gesamte Überschussleistung ins Netz eingespeist. Die Spitzeneinspeisung um 14:30 Uhr gleicht im Szenario C also der in Szenario 0, weshalb auch das in Abbildung 4.3 dargestellte Spannungsprofil der Feeder für Szenario C gleichermaßen gültig ist. Gleichzeitig stellt sich am Transformator aber ein Zustand sehr ähnlich zu Tabelle 4.8 (Szenario B) ein.

Bezüglich der mit dem Mittelspannungsnetz ausgetauschten Energie- und Leistungsflüssen und der Transformator-Auslastung ähnelt dieses Szenario dem Szenario B, wie Tabelle 4.9a und Tabelle 4.9b entnommen werden kann. Dies folgt daraus, dass ein vom Grundgedanken her gleiches Speicherbewirtschaftungsprinzip zur Anwendung kommt. Die Übertragungsverluste im Niederspannungsnetz sind allerdings so hoch wie im Szenario 0, da in den Haushalten keine Energie gespeichert wird und so die gesamte Energie über das Netz von den Haushalten zum Speicher bzw. zurück fließen muss.

	Wert	Einheit		Wert	Einheit
Wirkenergie (MS → NS)	158 381	kWh	Wirkleistung (MS → NS)	81	kW
Blindenergie (MS → NS)	108 667	kvarh	Blindleistung (MS → NS)	33	kvar
Wirkenergie (NS → MS)	204 130	kWh	Wirkleistung (NS → MS)	144	kW
Blindenergie (NS → MS)	0	kvarh	Blindleistung (NS → MS)	0	kvar
Wirkenergie-Verluste	10 126	kWh	Wirkleistungs-Verluste	12	kW
Grenzwertverletzungen	410	h			

(a) Jahres-Energiebilanz

(b) Maximale Leistungsflüsse

Tabelle 4.9: Energie- und Leistungsflüsse über ein Jahr, Szenario C

Speicherstand sowie Lade- und Entladeleistung für Szenario C sind in Abbildung 4.9 dargestellt. Darin ist zu erkennen, dass der Speicher nie seinen vollen Speicherstand erreicht. Es könnte also die Speicherkapazität reduziert oder das Bewirtschaftungskonzept optimiert werden. Die ein- und ausgespeicherten Energiemengen sind in Tabelle 4.10 aufgelistet. An der geringen Vollzyklenzahl ist zu erkennen, dass der Speicher nur sehr schlecht ausgenutzt wird.

	Wert	Einheit
Eingespeicherte Energie	17 493	kWh
Ausgespeicherte Energie	15 953	kWh
Speicher-Vollzyklen	58	

Tabelle 4.10: Jahres-Energiebilanz des Großbatteriespeichers, Szenario C

Aus den Werten für ein- und ausgespeicherte Energie aus Tabelle 4.10 ergeben sich Speicher-Umwandlungsverluste von 1540 kWh. Gemeinsam mit den Netzverlusten aus Tabelle 4.9a ergibt das Gesamt-Energieverluste von

$$\Delta E_C = 1540 + 10126 = 11\,666 \text{ kWh.} \quad (4.17)$$

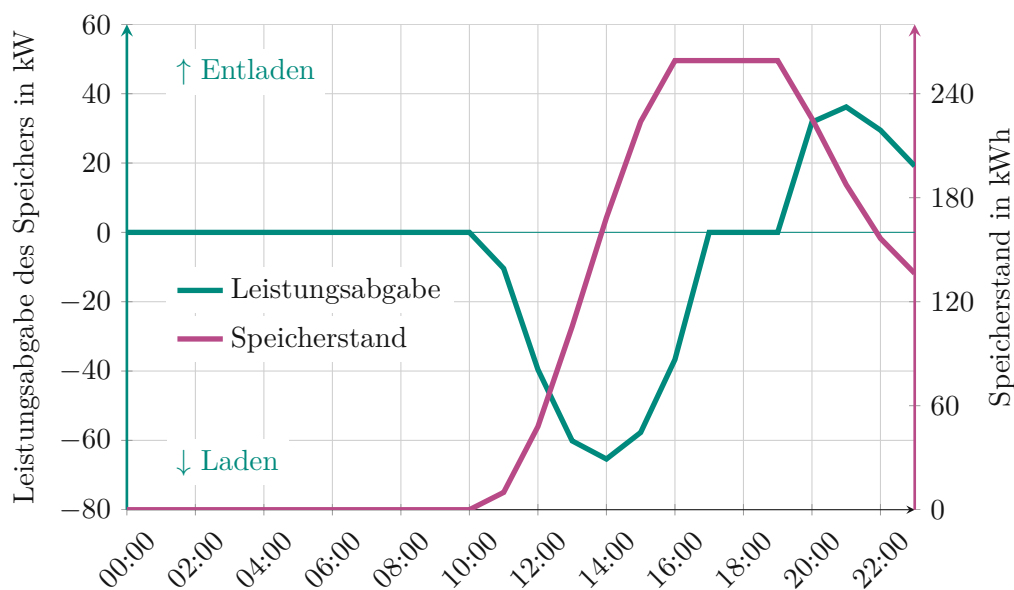


Abbildung 4.9: Nutzung des Großspeichers am 21. Juni, Szenario C

4.5.2 Technische Bewertung

Durch den Batteriespeicher kann der Transformator immer im zulässigen Auslastungsbereich gehalten werden. Der Speichereinsatz ist also aus dieser Perspektive klar netzdienlich. Daher hat er auch eine präventive Wirkung gegen Blackouts und kann nach einem Blackout beim Netzwiederaufbau optimal unterstützend eingesetzt werden und die Herstellung der regulären Stromversorgung beschleunigen. Der Parameter **Netzdienlichkeit** wird mit **2 Punkten** bewertet.

Da der Speicher allerdings zentral an der Sammelschiene der Transformatorstation angeschlossen ist, hat er nur eine sehr geringe Wirkung auf den Spannungsverlauf entlang der Feeder. Genauso wie in Szenario 0 (siehe Abbildung 4.3) kommt es zu Spannungsbandverletzungen, was den Ausbau von Photovoltaik-Anlagen hemmt. Der Parameter **EE-Integration** wird mit **0 Punkten** bewertet.

Der in Abschnitt 3.3 genannte Batteriespeicher funktioniert mit der LiFePO_4 -Technologie. Wie in Unterabschnitt 2.5.3 bereits dargelegt wurde, haben Lithium-Ionen-Speicher im Allgemeinen sehr hohe Wirkungsgrade von mehr als 95 %. Aufgrund der geringen Auslastung besteht in den Wintermonaten allerdings die Gefahr von Schäden durch Tiefentladung, wofür es passende Konzepte braucht. Wie in Szenarien B wird der Parameter **Effizienz & Lebensdauer** daher mit **1 Punkt** bewertet.

Die Haushalte verfügen in diesem Szenario über keine autarke Notstromversorgung und sind bei einem Stromausfall sofort betroffen. Das gesamte Niederspannungsnetz

als Inselnetz zu führen, ist zwar grundsätzlich denkbar, ein Speicher allein reicht dafür allerdings nicht aus. Weitere große Investitionen in Steuer- und Regelungstechnik wären dafür erforderlich. Der Parameter **Autarkie** wird mit **0 Punkten** bewertet.

4.5.3 Ökonomische Bewertung

Da der Haushalt in keinen Speicher investiert, gilt der selbe *NPV* wie in Szenario 0. Nicht in einen Speicher zu investieren, ist ein risikoloser Mittelweg und der Parameter **Wirtschaftlichkeit für Haushalte** wird deshalb mit **1 Punkt** bewertet.

Der Netzbetreiber muss in die Errichtung des Batteriespeichers investieren. Die reinen Anschaffungskosten für den Speicher liegen laut [36] bei rund 210 000 Euro. Für Lieferung, Montage, etwaige Bautätigkeiten werden 40 000 Euro veranschlagt, sodass sich die Investitionskosten in Summe auf 250 000 Euro belaufen. Da der Speicher dezidiert als Netzstabilisierungsmaßnahme dient, wird er nicht primär wirtschaftlich betrieben und es ist nicht mit Gewinnen zu rechnen. Aufgrund der Entflechtung von Netzbetreiber und Stromhändlern im europäischen Strommarktdesign (siehe Abschnitt 2.3), darf der Netzbetreiber durch den Betrieb des Speichers auch gar keinen Gewinn erzielen. Es wird daher davon ausgegangen, dass sich Einnahmen und Ausgaben bestenfalls aufheben und sich die Investitionskosten nicht monetär rentieren. Der Parameter **Wirtschaftlichkeit für den Netzbetreiber** wird mit **0 Punkten** bewertet.

4.5.4 Ökologische Bewertung

Da der Speicher sehr ähnlich betrieben wird, wie die Kundenspeicher in Szenario B, ergibt sich de facto dieselbe **CO₂-Bilanz** und wird mit **1 Punkt** bewertet.

Auch bezüglich der eingesetzten Rohstoffe und deren Möglichkeiten zum Recycling unterscheidet sich dieses Szenario nicht von den beiden vorangegangenen. Die Bewertung der Parameter **Rohstoffe & Recycling** erfolgt daher zu **1 Punkt**.

Der Umsetzung dieses Szenarios stehen keine technischen Hindernisse im Weg, entsprechende Speichersysteme sind erhältlich und relativ unproblematisch zu installieren. Offen bleibt die Frage, wer aus rechtlicher und ökonomischer Sicht als Betreiber des Speichers infrage kommt. Damit dieses Szenario tatsächlich jemals umgesetzt wird, sind erst noch klare politische Ansagen und rechtliche Sicherheiten notwendig. Der Parameter **Realisierbarkeit** wird mit **1 Punkt** bewertet.

4.6 Szenario D: Zentrales Wasserstoff-Speichersystem

4.6.1 Berechnungsergebnisse

Aus Sicht des Haushaltskunden unterscheidet sich Szenario D nicht von Szenario 0. Tabelle 4.1 sowie die Abbildungen 4.1 und 4.2 sind unverändert gültig.

Durch die im Vergleich zum Batteriespeicher sehr große Speicherkapazität, kann deutlich mehr Überschussleistung des Niederspannungsnetzes eingespeichert werden und es wird sehr viel weniger Energie über den Transformator in das Mittelspannungsnetz abgegeben, wie Tabelle 4.11a zeigt. Durch die große eingespeicherte Energiemenge wird auch deutlich weniger Wirkleistung aus dem Mittelspannungsnetz bezogen. Daraus ergibt sich, dass der Transformator niemals über 53 % ausgelastet wird. Die Netzverluste konnten im Vergleich zu Szenario C leicht reduziert werden, da zwar immer noch viel Energie über das Netz transportiert wird, aber die Verluste am Transformator weniger sind.

	Wert	Einheit		Wert	Einheit
Wirkenergie (MS → NS)	87 277	kWh	Wirkleistung (MS → NS)	81	kW
Blindenergie (MS → NS)	102 691	kvarh	Blindleistung (MS → NS)	29	kvar
Wirkenergie (NS → MS)	45 425	kWh	Wirkleistung (NS → MS)	66	kW
Blindenergie (NS → MS)	0	kvarh	Blindleistung (NS → MS)	0	kvar
Wirkenergie-Verluste	8655	kWh	Wirkleistungs-Verluste	11	kW
Grenzwertverletzungen	287	h			

(a) Jahres-Energiebilanz

(b) Maximale Leistungsflüsse

Tabelle 4.11: Energie- und Leistungsflüsse über ein Jahr, Szenario D

In Tabelle 4.11a ist außerdem zu sehen, dass die Anzahl der Stunden mit einer Grenzwertverletzung deutlich auf 287 abnimmt. Dies rührt daher, dass einerseits keine Transformator-Überlastungen mehr auftreten und dass andererseits durch die teilweise sehr großen aufgenommenen Leistungen der Elektrolyse-Anlage die Spannung an der Sammelschiene so weit absinkt, dass einige – aber nicht alle – Spannungsbandverletzungen vermieden werden können. Zum Zeitpunkt der höchsten Photovoltaik-Einspeisung, wie in Abbildung 4.10 zu sehen ist, tritt immer noch eine Spannungsbandverletzung auf, allerdings weniger stark als in Szenario 0. Tabelle 4.12 zeigt den zugehörigen Transformator-Betriebszustand.

Abbildung 4.11 zeigt den Speicherstandsverlauf über ein ganzes Jahr. Der maximal erreichte Speicherstand beträgt 20 209 kWh. Die verfügbare Speicherkapazität wird also ziemlich gut ausgenutzt.

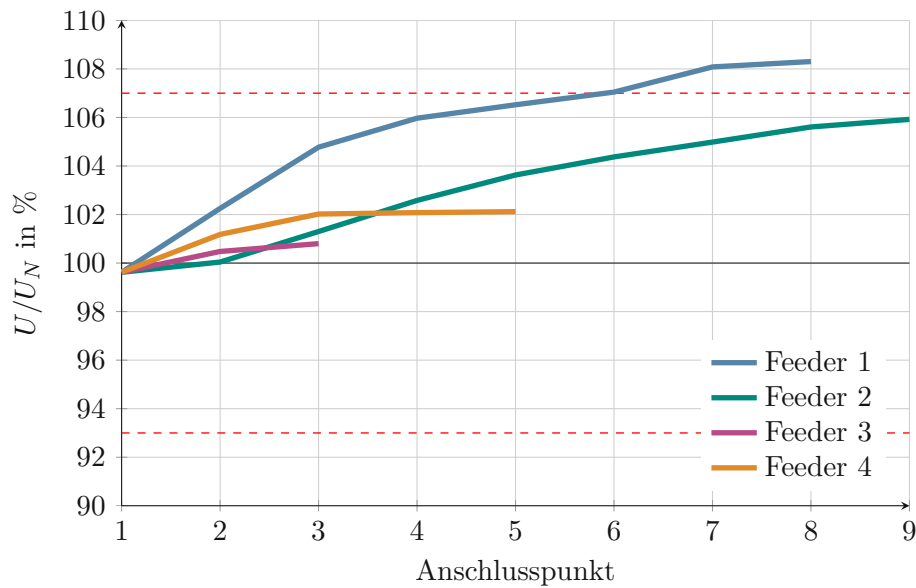


Abbildung 4.10: Spannungsverlauf entlang der Feeder, Sommer, 14:30 Uhr, Szenario D

	Wert	Einheit
Wirkleistung (MS → NS)	−60	kW
Blindleistung (MS → NS)	17	kvar
Auslastung	39	%
$\cos \varphi$	−0.96	

Tabelle 4.12: Betriebszustand des Transformators, 21. Juni, 14:30 Uhr, Szenario D

Aus den Werten für ein- und ausgespeicherte Energie aus Tabelle 4.13 ergeben sich Speicher-Umwandlungsverluste von 90 613 kWh. Gemeinsam mit den Netzverlusten aus Tabelle 4.9a ergibt das Gesamt-Energieverluste von

$$\Delta E_D = 90613 + 8655 = 99\,268 \text{ kWh.} \quad (4.18)$$

4.6.2 Technische Bewertung

Wie die Berechnungsergebnisse zeigen, kann die durch die Photovoltaik-Anlagen erzeugte Energie großteils im Niederspannungsnetz gespeichert und verbraucht werden. Einen großen Teil des Jahres kann sich das Niederspannungsnetz vollkommen autark versorgen. Das entlastet den Transformator und die Betriebsmittel der höheren Spannungsebenen. Beim Netzwiederaufbau nach einem Blackout fällt aufgrund des meist

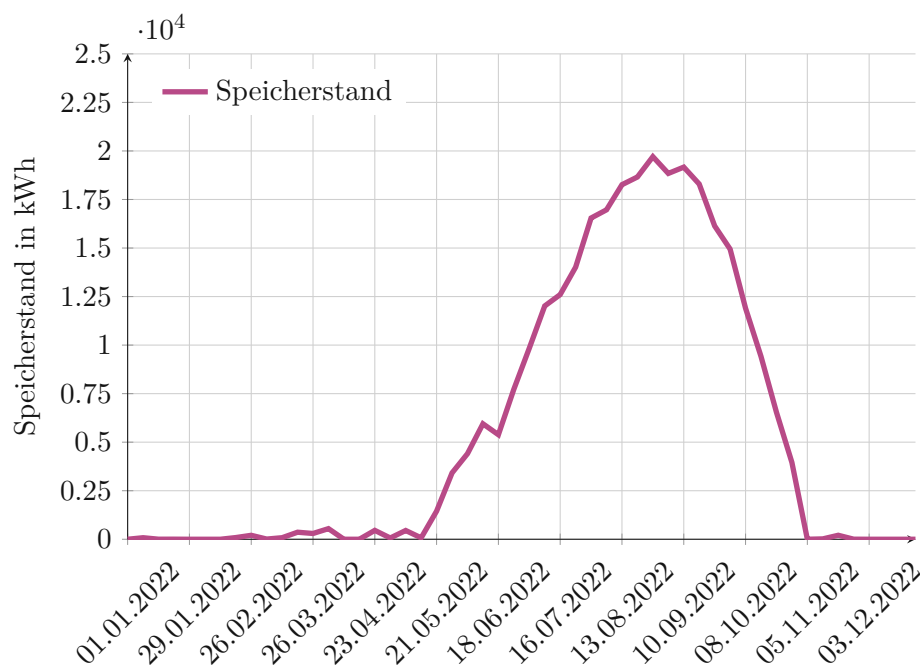


Abbildung 4.11: Speicherstand im Jahresverlauf, Szenario D

	Wert	Einheit
Eingespeicherte Energie	177 672	kWh
Ausgespeicherte Energie	87 059	kWh
Speicher-Vollzyklen	9	

Tabelle 4.13: Jahres-Energiebilanz des Großbatteriespeichers, Szenario C

hohen Speicherstandes keine Belastung durch das Niederspannungsnetz an. Der Parameter **Netzdienlichkeit** wird mit **2 Punkten** bewertet.

Auf den Spannungsverlauf entlang der Feeder hat die Elektrolyse-Anlage einen gewissen Einfluss, kann aber Spannungsbandverletzungen nicht gezielt verhindern. Grundsätzlich vergrößert das Wasserstoff-Speichersystem das Potential für den Photovoltaik-Ausbau enorm, da zumindest auf jenen Feedern, die noch Spielraum haben, die Photovoltaik-Leistung noch voll ausgebaut werden kann, ohne dass es am Transformator zu Überlastungen kommt. Die Spannungsbandverletzungen bleiben aber auch in diesem Szenario ein Problem. Mit Blick auf die Integration zusätzlicher erneuerbarer Erzeugungsanlagen wird der Parameter **EE-Integration** mit **1 Punkt** bewertet.

Das größte Problem an der Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher ist der extrem schlechte Wirkungsgrad. Mit dem in der Modellierung angenommenen Gesamt-

wirkungsgrad von 50 % geht die Hälfte der erzeugten Photovoltaik-Energie verloren. In der Realität sind die Gesamtwirkungsgrade oft noch geringer. Der Parameter **Effizienz & Lebensdauer** muss daher mit **0 Punkten** bewertet werden.

Die Haushalte verfügen in diesem Szenario über keine autarke Notstromversorgung und sind bei einem Stromausfall sofort betroffen. Das gesamte Niederspannungsnetz als Inselnetz zu führen, ist aufgrund der enormen Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers eine naheliegende Überlegung. Mehr als zwei Drittel des Jahres kann das Niederspannungsnetz vollständig ohne Wirkleistungsbezug aus dem Mittelspannungsnetz auskommen. Damit kommt man einer Voraussetzung für ein Inselnetz schon sehr nahe. Wie bereits in Szenario C sind dafür aber weitere Investitionen notwendig, die hier allerdings mehr Sinn ergeben könnten. Der Parameter **Autarkie** wird mit **1 Punkt** bewertet.

4.6.3 Ökonomische Bewertung

Da der Haushalt in keinen Speicher investiert, gilt der selbe *NPV* wie in Szenario 0. Nicht in einen Speicher zu investieren, ist ein risikoloser Mittelweg und der Parameter **Wirtschaftlichkeit für Haushalte** wird deshalb mit **1 Punkt** bewertet.

Wie auch schon in Unterabschnitt 2.5.4 erwähnt wird, ist die Wasserstoffherstellung heutzutage nicht wirtschaftlich sinnvoll. Diese Erkenntnis beruht darauf, dass aufgrund des schlechten Wirkungsgrades ein Großteil der Energie verloren geht. Genaue Investitions- und Betriebskosten sind für eine solche Anlage schwer anzugeben, da die Wasserstoff-Technologie als sektoraler Stromspeicher de facto nicht zum Einsatz kommt und Erfahrungswerte demnach fehlen bzw. mit sehr hohen Investitionskosten zu rechnen ist. Der Parameter **Wirtschaftlichkeit für den Netzbetreiber** wird mit **0 Punkten** bewertet.

4.6.4 Ökologische Bewertung

Die Herstellung von Elektrolyseur und Brennstoffzelle ist nicht mit relevanten Mengen an CO₂ oder Energie verbunden. Auch während der Speicherung fällt kein CO₂-Ausstoß an. Allerdings geht durch Umwandlungsverluste die Hälfte der einzuspeichernden Energie verloren. Dabei handelt es sich um erneuerbar gewonnene Energie, die durchaus wo anders eingesetzt werden könnte, wenn sie auf die nächst höhere Spannungsebene übergeben und von dort weiter transportiert wird. Im schlechtesten Fall wird die durch die Speicherung verloren gegangene Energie durch fossile Kraftwerke ersetzt. Oder anders betrachtet: Es müsste die doppelte Menge an Photovoltaik-Modulen installiert werden, um unterm Strich die selbe Energiemenge nutzen zu können. Auch ohne hier weiter ins Detail zu gehen, lässt sich abschätzen, dass dies einen riesigen zusätzlichen Energiebedarf und CO₂-Ausstoß verursacht.

Trotz der Tatsache, dass zwar durch das Wasserstoff-Speichersystem direkt kein CO₂ ausgestoßen wird, wird aufgrund der extrem hohen Verluste und deren Folgen der Parameter **CO₂-Bilanz** mit **0 Punkten** bewertet.

Sowohl die Gewinnung bzw. Herstellung als auch die Entsorgung aller für die Elektrolyse-Anlage und die Brennstoffzelle benötigten Materialien ist problemlos möglich. Der Parameter **Rohstoffe und Recycling** wird mit **2 Punkten** bewertet.

Mit dem in Abschnitt 3.4 angenommenen Platzbedarf für die Anlage (rund 30 m²), nimmt diese deutlich mehr Raum ein, als die Ortsnetz-Transformatorstation selbst. Vereinzelt in ländlichen Lagen ist der erforderliche Platz vielleicht verfügbar, in urbaneren Gebieten allerdings sicher nicht. Hinzu kommt die anzunehmende mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz. Direkte Anrainer werden einen mehrere Kubikmeter großen Wasserstoffspeicher vermutlich mit allen Mitteln bekämpfen. Die **Realisierbarkeit** eines Wasserstoff-Speichersystems muss daher mit **0 Punkten** bewertet werden.

4.7 Szenario E: Zentraler Batteriespeicher kombiniert mit Blindleistungsregelung an den Photovoltaik-Wechselrichtern der Haushaltskunden

4.7.1 Berechnungsergebnisse

Die Blindleistungsregelung ist in Abbildung 4.12 deutlich an dem sehr starken Blindleistungsbezug in der Höhe von fast 2 kvar zu erkennen. Die Wirkleistungseinspeisung bleibt davon unberührt. Die Jahres-Energiebilanz des Haushaltes bleibt also im Vergleich zu Szenario 0 unverändert und kann Tabelle 4.1 entnommen werden.

Der erwünschte Effekt, dass die Spannung entlang des Feeders sinkt, ist in Abbildung 4.13 dargestellt. Da die gewählte Blindleistungsregelung nicht von der Spannung am Netzanschlusspunkt abhängig ist, sondern nur von der lokalen Wirkleistungseinspeisung abhängt, kommt es sogar zu einem unnötig großen Blindleistungsbezug. Dies wiederum überlastet den Transformator. Trotz des Großspeichers, der die überschüssige Wirkleistung aufnimmt, befindet sich der Transformator zwischen 11:30 Uhr und 16:45 Uhr am 21. Juni über 100 % seiner Auslastung. Um den Transformator zu entlasten und die Blindleistungsregelung zu ermöglichen, müsste eine Blindleistungskompensationsanlage installiert werden bzw. der Großspeicher in der Lage sein, Blindleistung zur Verfügung zu stellen.

Aus den Daten in Tabelle 4.14a und Tabelle 4.14b sticht vor allem der stark erhöhte Blindleistungsbezug aus dem Mittelspannungsnetz hervor. Die Grenzwertverletzungen sinken auf 59 Stunden im Jahr ab. Dabei handelt es sich um die Überlastung des

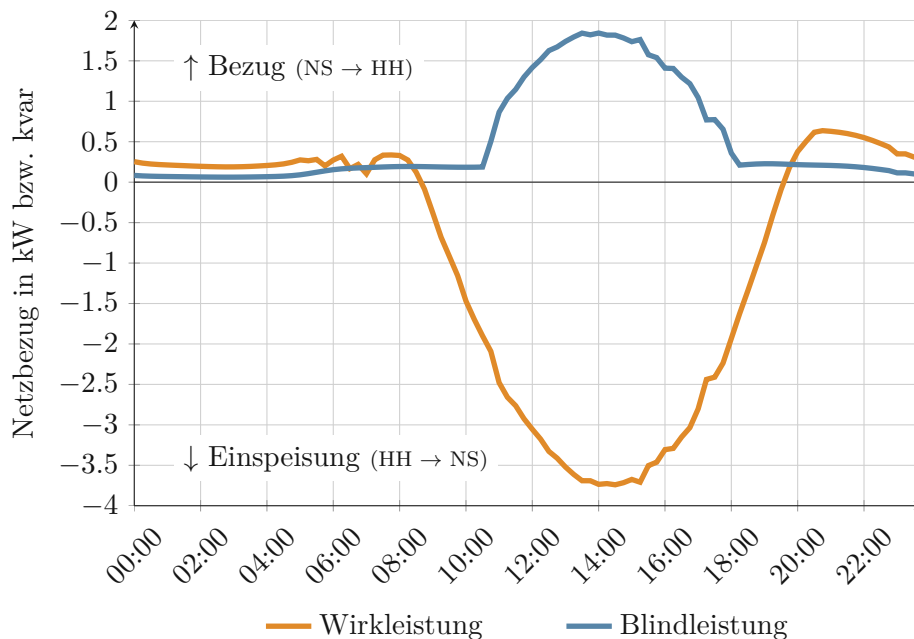


Abbildung 4.12: Netzwirksames Lastprofil des Haushaltskunden am 21. Juni, Szenario E

Transformators, Spannungsbandverletzungen liegen wie in Szenario B keine vor.

Aus den bereits in Tabelle 4.10 genannten Werten für ein- und ausgespeicherte Energie ergeben sich Speicher-Umwandlungsverluste von 1540 kWh. Gemeinsam mit den Netzverlusten aus Tabelle 4.14a ergibt das Gesamt-Energieverluste von

$$\Delta E_E = 1540 + 11425 = 12\,965 \text{ kWh.} \quad (4.19)$$

4.7.2 Bewertung

Die vermeintlich zur Integration weiterer erneuerbarer Erzeugungsanlagen dienende Maßnahme, zeigt zwar in Form der Senkung der Spannung entlang der Feeder Wirkung, verursacht dadurch aber neue Probleme: Durch den enorm hohen Blindleistungsbezug kommt es zu vereinzelt Zeitpunkten zu einer Überlastung des Transformators. Mit vergleichsweise geringem Aufwand, z. B. einer Blindleistungskompensationsanlage im Niederspannungsnetz, könnte das Problem jedoch gelöst werden. Der Parameter **Netzdienlichkeit** wird daher mit **1 Punkt** bewertet. Da die Spannungsbandverletzungen und damit das Hauptproblem beim Anschluss weiterer Photovoltaik-Anlagen aber beseitigt werden kann, wird der Parameter **EE-Integration** mit **2 Punkten** bewertet.

Alle anderen Parameter werden wie in Szenario C bewertet.

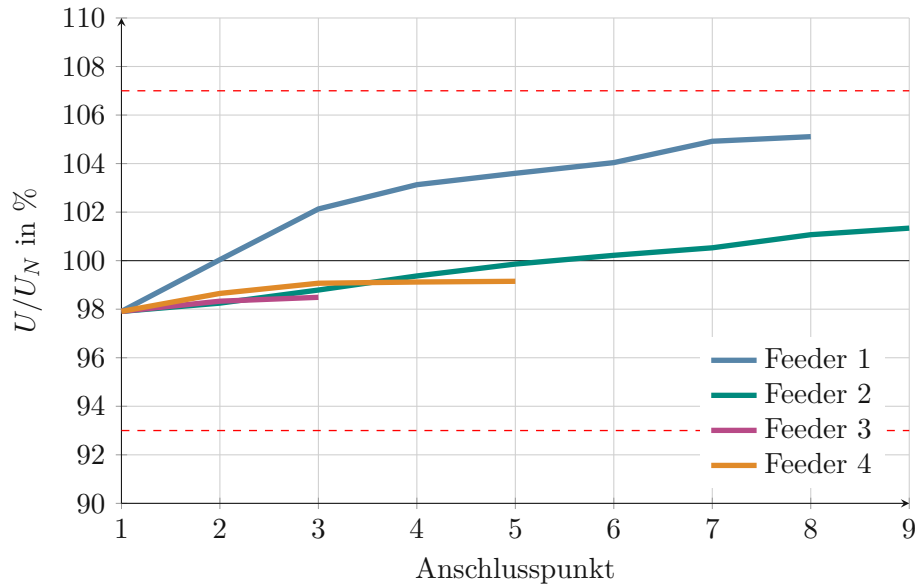


Abbildung 4.13: Spannungsverlauf entlang der Feeder, Sommer, 14:30 Uhr, Szenario E

	Wert	Einheit		Wert	Einheit
Wirkenergie (MS → NS)	136 371	kWh	Wirkleistung (MS → NS)	81	kW
Blindenergie (MS → NS)	167 055	kvarh	Blindleistung (MS → NS)	138	kvar
Wirkenergie (NS → MS)	178 261	kWh	Wirkleistung (NS → MS)	111	kW
Blindenergie (NS → MS)	0	kvarh	Blindleistung (NS → MS)	0	kvar
Wirkenergie-Verluste	11 425	kWh	Wirkleistungs-Verluste	15	kW
Grenzwertverletzungen	59	h			

(a) Jahres-Energiebilanz

(b) Maximale Leistungsflüsse

Tabelle 4.14: Energie- und Leistungsflüsse über ein Jahr, Szenario E

Kapitel 5

Zusammenfassung & Schlussfolgerungen

5.1 Zusammenfassung

Technische Perspektive

Die Netzdienlichkeit eines Szenarios lässt sich anhand der Abbildungen 5.1 und 5.2 abschätzen. Niedrige Mengen an ausgetauschter Energie zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz können auf eine netzdienliche Betriebsweise hindeuten, sind allerdings keine hinreichende Bedingung dafür. Szenario A und D reduzieren die Energieflüsse über ein Jahr deutlich, schaffen es dabei aber nicht, Grenzwertverletzungen zu vermeiden. Szenario B und E hingegen reduzieren die Energieflüsse nur moderat, senken die Grenzwertverletzungen dafür aber massiv. Aus Sicht der Netzdienlichkeit ist Szenario B der klare Favorit, da hier überhaupt keine Grenzwertverletzungen auftreten.

In engem Zusammenhang mit der Netzdienlichkeit steht die Frage, ob und wie viele verteilte erneuerbare Erzeugungsanlagen in das Niederspannungsnetz einspeisen können. Die Szenarien B und E schaffen hier die besten Voraussetzungen, da sie durch zwei unterschiedliche Herangehensweisen Spannungsbandverletzungen effektiv vermeiden können. Allerdings erfordert dies jeweils ein darauf angepasstes Betriebskonzept, was mitunter zu Abstrichen in der ökonomischen Bewertung führt.

Abbildung 5.3 zeigt die berechneten Energieverluste für jedes Szenario. Diese setzen sich jeweils aus den Verlusten zusammen, die im Zuge der Speicherung anfallen, und jenen, die bei der Übertragung über das Niederspannungsnetz anfallen. Dazu ist zu bemerken, dass genau jene Szenarien, die am meisten Energie vom Nieder- in das Mittelspannungsnetz übergeben (Szenarien 0, B, C), die geringsten Verluste aufweisen. Natürlich fallen in diesen Szenarien dafür mehr Verluste im Mittelspannungsnetz an, die aber im Rahmen dieser Diplomarbeit nicht behandelt werden. Die wesentliche Aussage von Abbildung 5.3 ist also, dass Batteriespeicher grundsätzlich sehr effizient arbeiten, Wasserstoff hingegen enorm hohe Umwandlungsverluste aufweist.

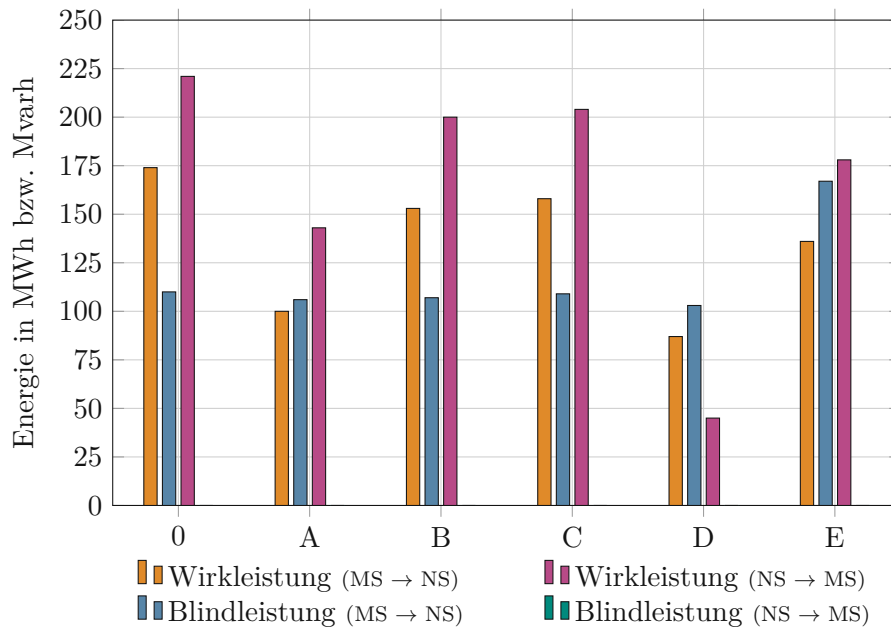


Abbildung 5.1: Vergleich der jährlichen Energieflüsse zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz

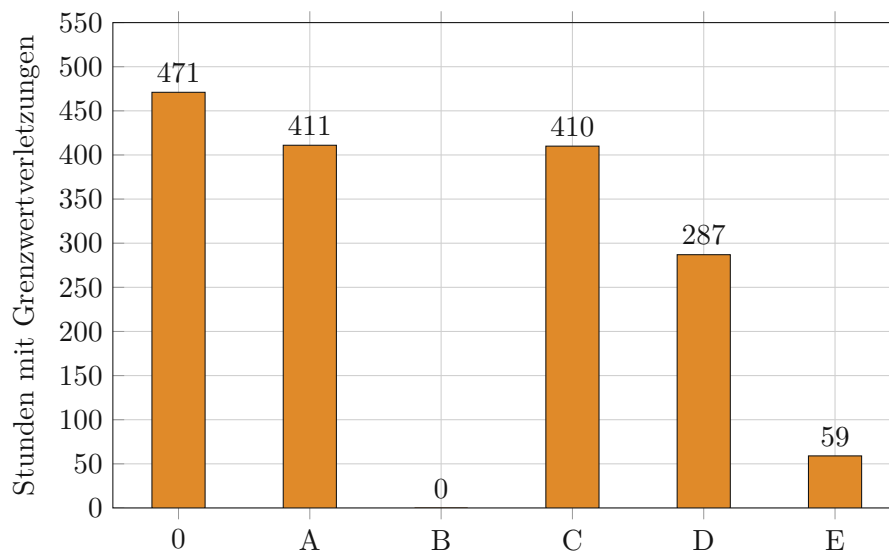


Abbildung 5.2: Vergleich der jährlichen Stunden mit Grenzwertverletzungen

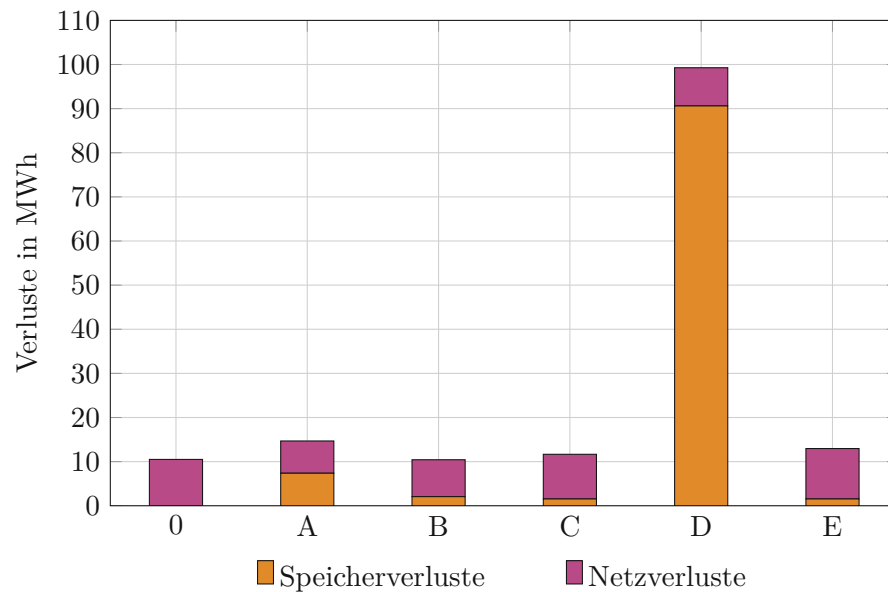


Abbildung 5.3: Vergleich der jährlichen Energieverluste

Szenarien mit einem Kundenspeicher (Szenario A und B) schaffen es am besten, im Falle eines Blackouts oder Stromausfalls weiterhin zumindest eine Notversorgung bereitzustellen. Mit zentralen Speichersystemen könnte zwar theoretisch eine autarke Versorgung des gesamten Niederspannungsnetzes aufgebaut werden, dies ist in der Regel aber mit einem weit größeren Aufwand verbunden, als jeweils nur einzelne Haushalte autark zu versorgen.

Ökonomische Perspektive

Aus ökonomischer Sicht lässt sich zusammenfassend sagen, dass der Betrieb eines Speichers im Niederspannungsnetz meist kein gutes Geschäftsmodell ist. Während große Pumpspeicherkraftwerke auf der Höchstspannungsebene die Preisunterschiede im Großhandel nutzen, um Gewinne zu erzielen, ist dies aufgrund der deutlich kleineren Strukturen im Niederspannungsnetz nicht möglich. Für Haushalte kann ein entsprechend optimierter Speicher die Deckung des Verbrauchs mit selbst erzeugtem Strom deutlich steigern und sich damit über seine Lebensdauer amortisieren, wie Szenario A zeigt. Netzdienlich betriebene Speicher – unabhängig davon, ob vom Kunden oder vom Netzbetreiber – rentieren sich in der Regel finanziell nicht.

Ökologische Perspektive

Mit Blick auf die CO₂-Bilanz ist der Speichereinsatz ambivalent zu sehen. Einerseits ermöglicht der Speichereinsatz oft einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energiequellen und trägt so stark zur Dekarbonisierung der Energieversorgung bei, andererseits fällt er damit gewissermaßen einem Selbstkannibalismus zum Opfer, indem die ökologische Sinnhaftigkeit eines Speichers in einem zunehmend CO₂-freien Energieversorgungssystem abnimmt¹. Des weiteren hängt die CO₂-Bilanz bei Batteriespeichern direkt mit der Auslastung des Speichers zusammen. Nur wenn der Speicher möglichst stark ausgenutzt wird und so den Bezug von CO₂-behafteter Energie verringert, ist es möglich, tatsächlich CO₂ einzusparen. Dies wiederum steht oft im Widerspruch zum netzdienlichen Speichereinsatz, da die Auslastung dabei meist weit geringer ausfällt.

Der Einsatz von Wasserstofftechnologie zum Speichern von Energie ist zwar auf den ersten Blick sauber und umweltschonend, die extrem hohen Umwandlungsverluste lassen die Technologie aber – zumindest derzeit und für die Anwendung als sektoraler Stromspeicher – schlecht aussehen.

Da Batteriespeicher stets modular aufgebaut sind, unterscheiden sich der Materialaufwand und die Recyclingmöglichkeiten zwischen den Szenarien mit Batteriespeichern unterschiedlicher Größe nicht. Einzig das Wasserstoffspeichersystem zeigt Vorteile in Bezug auf den Parameter Rohstoffe & Recycling.

Was die Realisierbarkeit betrifft, sind die Szenarien B, C und E jeweils mit rechtlichen bzw. regulatorischen Unsicherheiten behaftet, deren genaue Entwicklung sich für die Zukunft nicht präzise vorhersagen lässt. Szenario D ist nach heutigem Stand in der beschriebenen Form nicht realisierbar, Szenario A hingegen ist ohne jegliche Probleme umsetzbar.

Überblick

Die Bewertungen der einzelnen Szenarien sind in den Abbildungen 5.4 bis 5.8 grafisch als Netzdiagramme dargestellt. 2 Punkte werden dabei auf dem äußeren Radius platziert, 1 Punkt auf dem inneren Radius und 0 Punkte im Zentrum des Diagramms. Die sich daraus ergebende Fläche gibt einen ersten Eindruck über die Gesamtbewertung.

Aus den Netzdiagrammen geht deutlich hervor, dass sich die Szenarien bei der Bewertung der einzelnen Parameter teils stark unterscheiden, d. h. sehr ausgeprägte Stärken und Schwächen haben.

¹Hinweis: Die technische Sinnhaftigkeit nimmt demgegenüber natürlich weiter zu.

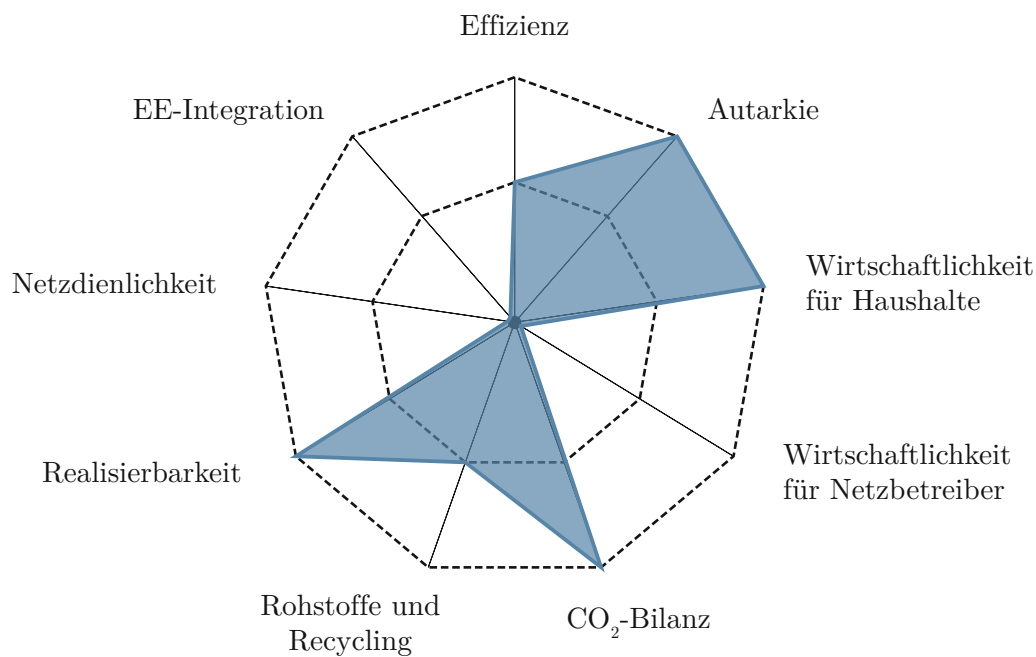


Abbildung 5.4: Zusammenfassung der Bewertung für Szenario A

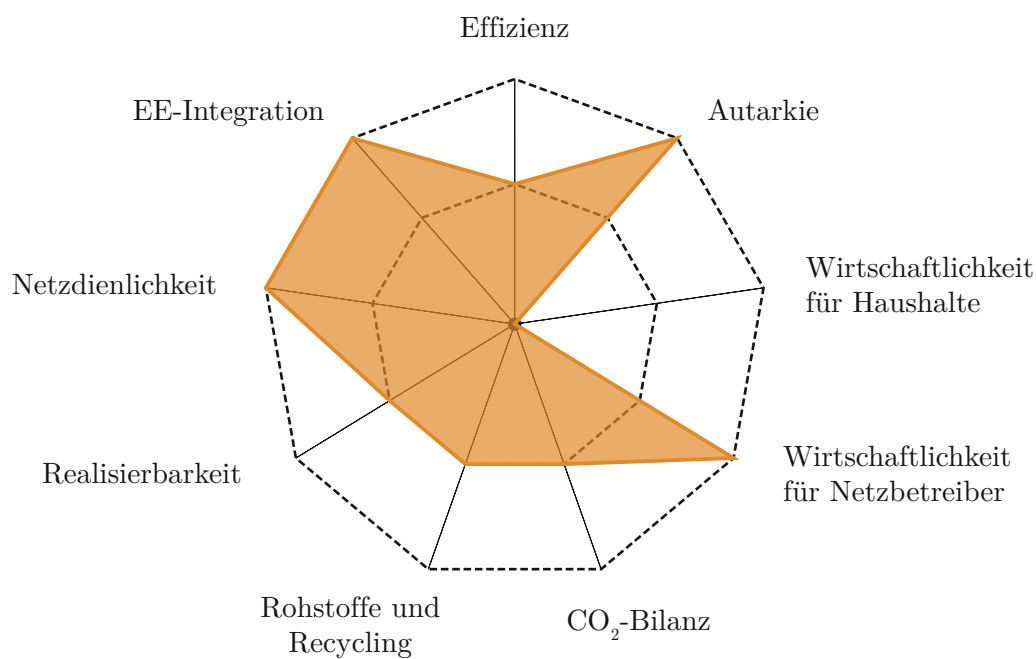


Abbildung 5.5: Zusammenfassung der Bewertung für Szenario B

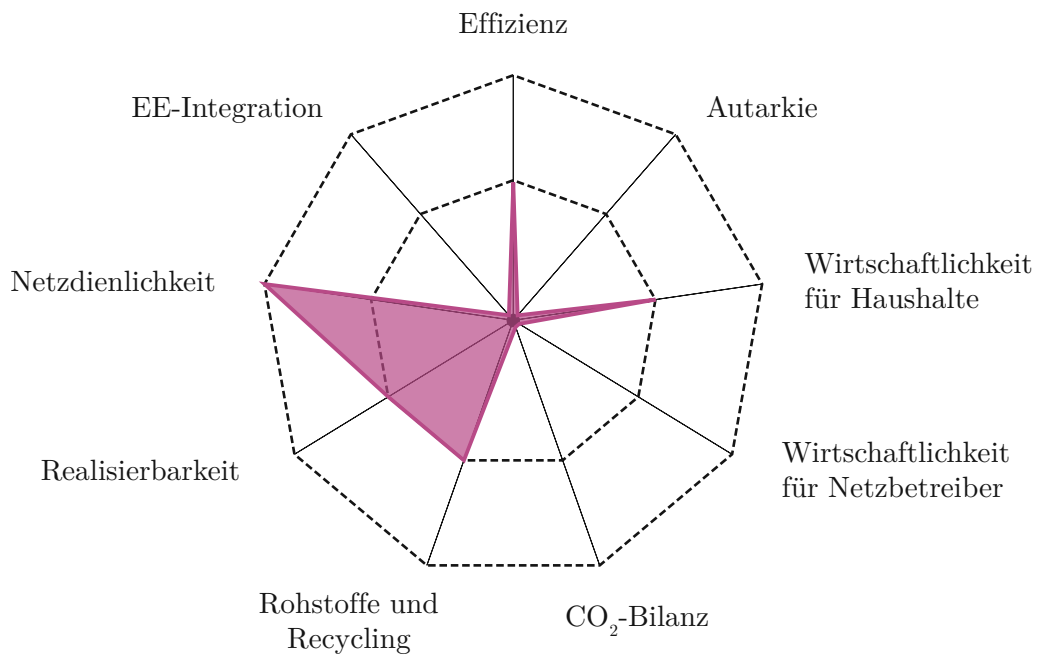


Abbildung 5.6: Zusammenfassung der Bewertung für Szenario C

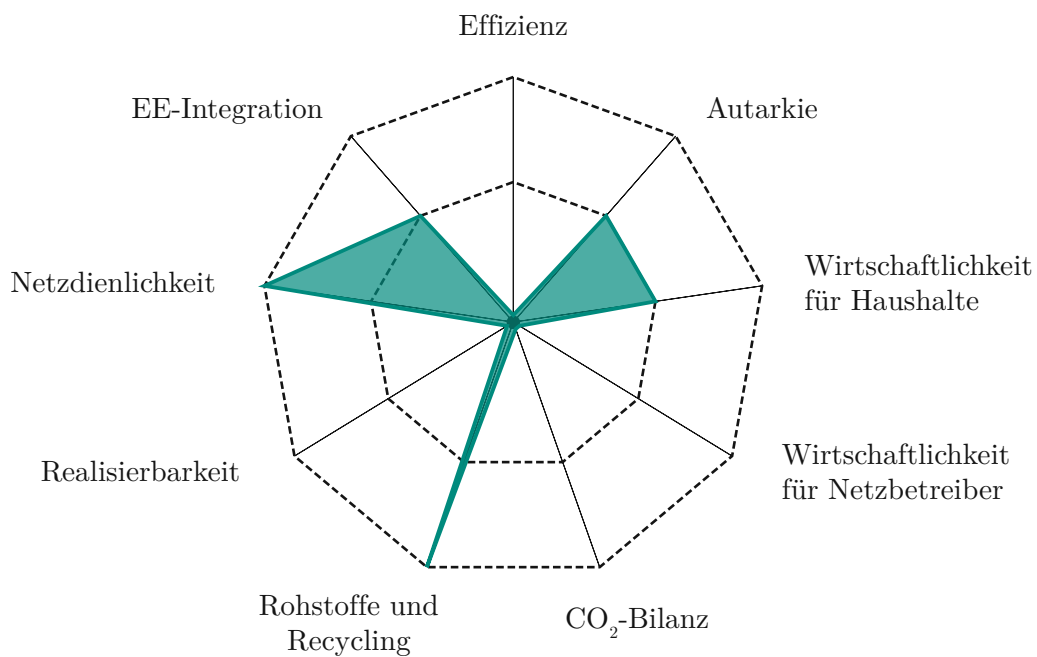


Abbildung 5.7: Zusammenfassung der Bewertung für Szenario D

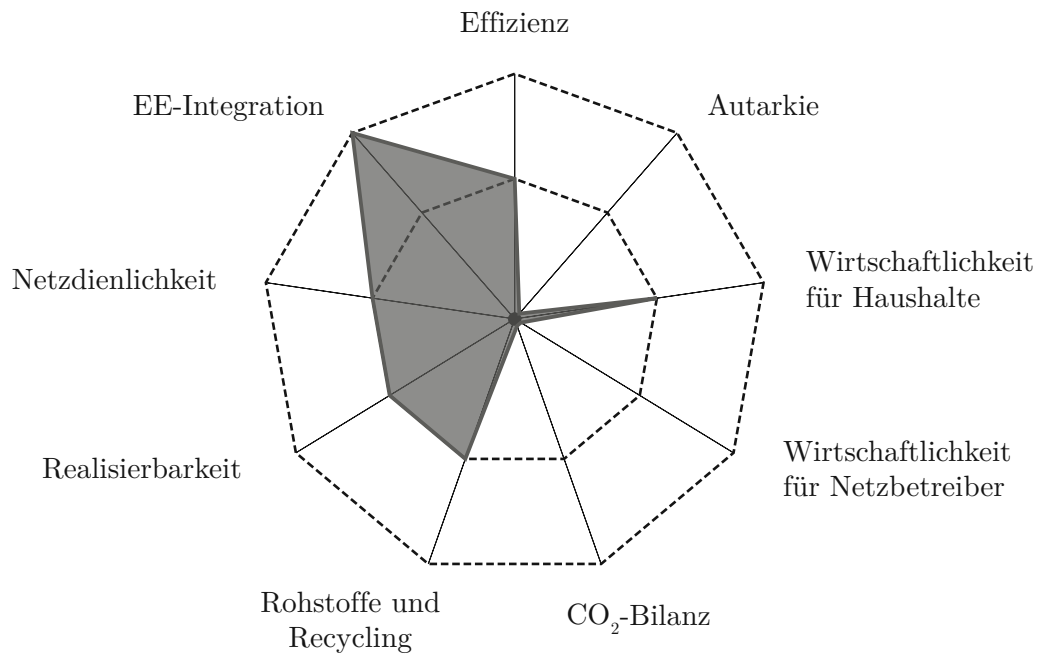


Abbildung 5.8: Zusammenfassung der Bewertung für Szenario E

Da die Parameter unterschiedliche Relevanz besitzen, werden sie mit einem Faktor gewichtet und anschließend ein gewichteter Mittelwert M aus den Bewertungen berechnet. Dies wird anhand folgender Formel durchgeführt:

$$M = \frac{\sum_{n=1}^N f_n \cdot p_n}{\sum_{n=1}^N f_n} \quad (5.1)$$

Darin beschreibt N die Anzahl an bewerteten Parametern (in dieser Arbeit gilt also $N = 9$), f_n den Gewichtungsfaktor und p_n die Bewertung des Parameters (0, 1 oder 2 Punkte).

Die Gewichtungsfaktoren für die einzelnen Parameter sind in Abbildung 5.9 grafisch dargestellt und in Tabelle 5.1 detailliert genannt. Dabei zeigt sich, dass die Gewichtungsfaktoren die Bedingung

$$\sum_{n=1}^N f_n = 1 \quad (5.2)$$

erfüllen, wodurch sich die Mittelwertbildung vereinfacht zu

$$M = \sum_{n=1}^N f_n \cdot p_n \quad (5.3)$$

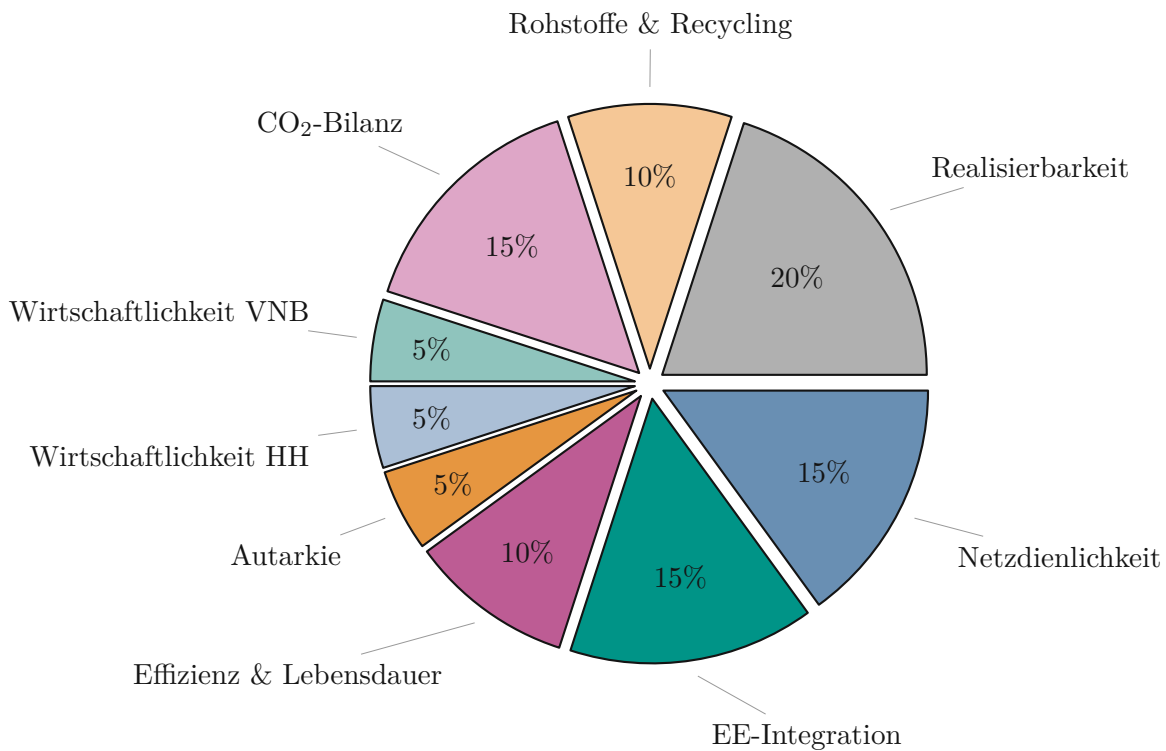


Abbildung 5.9: Gewichtung der Bewertungs-Parameter

Parameter	Faktor	A	B	C	D	E
Netzdienlichkeit	0.15	0	2	2	2	1
EE-Integration	0.15	0	2	0	1	2
Effizienz & Lebensdauer	0.10	1	1	1	0	1
Autarkie	0.05	2	2	0	1	0
Wirtschaftlichkeit HH	0.05	2	0	1	1	1
Wirtschaftlichkeit VNB	0.05	0	2	0	0	0
CO ₂ -Bilanz	0.15	2	1	0	0	0
Rohstoffe & Recycling	0.10	1	1	1	2	1
Realisierbarkeit	0.20	2	1	1	0	1
Gewichteter Mittelwert		1.10	1.35	0.75	0.75	0.90

Tabelle 5.1: Gegenüberstellung der Bewertungsergebnisse

Der Fokus wird bei der Gewichtung auf die Netzdienlichkeit und die Fähigkeit, erneuerbare Energieerzeugungsanlagen in das Netz zu integrieren, sowie auf die Realisierbarkeit und die CO₂-Bilanz gelegt. Die wirtschaftlichen Parameter werden weniger gewichtet, da diese Parameter leicht durch Förderungen und Beihilfen beeinflusst werden können.

Die Bewertungen aller Parameter der fünf Szenarien aus dem vorangegangenen Kapitel und die gewichteten Mittelwerte sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst. Als bestbewertetes Szenario geht mit 1.35 Punkten das Szenario B (Netzdienlich bewirtschaftete Kundenspeicher) hervor.

5.2 Interpretation

Unter den hier getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen, schafft es Szenario B, einen Nutzen für den Netzbetrieb und für die Umwelt zu haben und kann daher bei den technischen und ökologischen Parametern punkten. Fraglich ist allerdings, ob sich Haushaltskunden für die Anschaffung eines Speicher entscheiden, wenn die Wirtschaftlichkeit nicht gegeben ist. Hier sind jedenfalls Förderungen und Anreize notwendig. Ebenfalls müssen noch die regulatorischen bzw. gesetzlichen Rahmenbedingungen (z. B. Einspeisebeschränkung) geschaffen werden, um Haushaltskunden zum netzdienlichen Betrieb ihres Speichers zu bewegen oder zu verpflichten.

Szenario A ist das einzige für Haushaltskunden wirtschaftlich interessante Konzept und wird deshalb momentan stark nachgefragt und in den Haushalten installiert. Aufgrund der nicht vorteilhaften Wirkung auf das Netz, entstehen dem Netzbetreiber Kosten, die in weiterer Folge erst recht die Kunden zu tragen haben. Wie der gesamte Netzausbau, sollte daher auch der Speicherausbau in Privathaushalten nicht allein durch Marktmechanismen, sondern durch technisch begründete Vorgaben geregelt werden.

Zentrale Speicher im Niederspannungsnetz (Szenarien C, D und E) landen in der Bewertung auf den letzten Plätzen. Dies liegt daran, dass sie im Vergleich zu Energiespeichern in den Haushalten keinen nennenswerten Vorteil bieten, sondern im Gegenteil teils neue Probleme verursachen. Mit einem entsprechenden Konzept für den Blindleistungs Haushalt im Niederspannungsnetz (Blindleistungsregelung und Blindleistungskompensation), welches im Rahmen dieser Arbeit nicht im Detail einbezogen wurde, haben aber auch diese Szenarien das Potential, künftig eine wichtige Rolle zu spielen.

5.3 Aussagekraft und Gültigkeit der Ergebnisse

Um die Aussagekraft und Bedeutung des Ergebnisses einordnen zu können, muss festgehalten werden, dass es sich hierbei um eine Analyse aufbauend auf gewissen vorgegebenen Rahmenbedingungen und einer Reihe von Annahmen handelt. Eine allgemeine Gültigkeit kann diesen Ergebnissen daher nicht zugesprochen werden. Für die Bestimmung einer optimalen Speicherintegration in einem realen Niederspannungsnetz, müssen die tatsächlichen Lastprofile der Kundenanschlüsse und die örtlichen Gegebenheiten bekannt sein. Vor allem zur Bewertung der ökonomischen Parameter von Großspeichersystemen, müssen konkrete Planungen und Angebote berücksichtigt werden. In der vorliegenden Betrachtung wurde vielfach auf allgemeine Abschätzungen aus der Literatur zurückgegriffen. Ebenso muss unbedingt erwähnt werden, dass die ökologische Beurteilung, konkret die CO₂-Bilanz, massiv von den zugrunde gelegten CO₂-Emissionen des Netzstromes abhängt. Dieser Wert schwankt in Österreich von Jahr zu Jahr, wie den jährlichen Stromkennzeichnungsberichten der E-Control zu entnehmen ist. In anderen Ländern ergeben sich überhaupt vollkommen andere Werte: Alleine innerhalb der EU-Staaten lag der CO₂-Ausstoß in der Stromproduktion im Jahr 2021 zwischen 9 und 946 g/kWh (siehe [46]). Je nach dem, wo der Speicher zum Einsatz kommt, ergeben sich also ganz andere Umweltauswirkungen.

Der wesentliche Output dieser Diplomarbeit sind demnach die entwickelten Methoden und Ansätze zur optimalen Speicherintegration, die im Vergleich zu vielen anderen, bereits existierenden Herangehensweisen, nun technische, ökonomische und ökologische Parameter kombinieren und auf ein ganzheitliches Ergebnis führen. Diese Methoden können – nach entsprechender Adaption – tatsächlich auch für reale Anwendungen eingesetzt werden. Die Ergebnisse der Berechnungen in dieser Diplomarbeit sind als Trend bzw. Abschätzung zu verstehen, die genauen Zahlenwerte haben nur für den in dieser Arbeit festgelegten Rahmen Gültigkeit.

5.4 Ausblick

Wie bei anderen Technologien, z. B. Photovoltaik, ist auch bei Energiespeichersystemen davon auszugehen, dass durch den technologischen Fortschritt und die weitere Verbreitung die Preise in den nächsten Jahren noch rapide sinken werden. Um die Speicherintegration von Anfang an sinnvoll zu gestalten und einen – im schlimmsten Fall netzschädlichen – Wildwuchs an Speicheranlagen zu verhindern, müssen gesetzliche Grundlagen und ausreichend Fördermodelle geschaffen werden.

Sektorale Energiespeicher werden eine wichtige Rolle bei der Energiewende spielen, aber sicher kein Allheilmittel sein. Das Energieversorgungssystem muss in seiner Gesamtheit betrachtet und optimiert werden, d. h. Sektorkopplung und Lastmanagement müssen

verstärkt zum Einsatz kommen. Und am wichtigsten: Energie muss künftig sparsamer und effizienter eingesetzt werden. Denn Energie einfach nicht zu verbrauchen, ist der effektivste Weg, Geld und CO₂-Emissionen einzusparen.

Die in dieser Diplomarbeit entwickelten Methoden können als Grundlage für weitere detailliertere Konzepte zur Optimierung des Speichereinsatzes dienen und so einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Anhang A

Detaillierte Informationen zur Modellierung

A.1 Modellierung von Haushaltskunden

Die Berechnung des nach außen wirksamen Lastprofils eines Haushaltes wurde in EXCEL mittels VBA durchgeführt. Der nachfolgend detailliert erklärte Code, berechnet aus dem Photovoltaik-Erzeugungsprofil (normiert auf die Nennleistung) und dem Lastprofil (normiert auf einen Jahresenergieverbrauch von 1000 kWh) den Netzbezug hinsichtlich Wirk- und Blindleistung. Diese Daten werden dann im Netzmodell in PSS SINCAL weiterverarbeitet.

Definitionen

Im ersten Teil des Quellcodes werden sämtliche Konstanten und Variablen definiert. Die Bezeichner `offset` und `i` dienen der Ablaufsteuerung und haben keine unmittelbare physikalische Bedeutung. `datenpunkte` gibt die Anzahl der vorhandenen Messungen an. Bei einem Messwert pro 1/4-Stunde über ein Jahr ergeben sich 35 040 Werte.

Zur besseren Übersicht sind Konstanten (Übergabeparameter an die Berechnungsfunktion) mit dem Präfix `c_` und Variablen mit dem Präfix `v_` gekennzeichnet. Die mit dem Präfix `s_` ausgestatteten Bezeichner sind über eine Enumeration definiert und stehen ausschließlich für die Nummer der entsprechenden Spalte in der zugehörigen EXCEL-Tabelle.

Die Variablendefinitionen lassen sich in vier Gruppen gliedern. In Zeile 6 werden interne Variablen definiert. Diese werden für die Berechnungen benötigt, ihre Werte werden aber niemals ausgegeben, sondern nach erfolgter Berechnung wieder verworfen. Die Variablen in Zeile 8 stellen die Berechnungsergebnisse dar. Sie werden für jeden Zeitpunkt `i` berechnet und in die EXCEL-Tabelle geschrieben. Die Variablen in Zeile 10 spielen für die eigentliche Berechnung von Wirk- und Blindleistung keine Rolle mehr. In ihnen werden die unterschiedlichen Energiemengen aufsummiert, um daraus Kennwerte zu bilden und die wirtschaftlichen Auswirkungen des Speicher beurteilen zu können.

Schlussendlich werden in Zeile 29 die Übergabeparameter an die Berechnungsfunktion definiert, welche die Rahmenbedingungen für die Modellierung – also die Kennwerte von Speicher, Photovoltaik-Anlage etc. – festlegen. Die genaue Bedeutung jeder einzelnen Konstanten und Variablen ist im Folgenden dargelegt:

Bezeichner	Erklärung
c_SpeicherMax	Maximaler Speicherstand in kWh.
c_SpeicherMin	Minimaler Speicherstand in kWh. Um den Speicher wirtschaftlich sinnvoll zu nutzen, sollte dieser Wert mit 0 festgelegt werden. Ist eine Blackout-Reserve gewünscht, wird der Wert z. B. auf 1 kWh festgelegt.
c_SpeicherStart	Speicherstand zu Beginn der Berechnung. Über die Dauer eines Jahres ist die Wirkung dieser Konstante vernachlässigbar. Erfolgt die Berechnung z. B. nur über einen Tag, wirkt sich der initiale Speicherstand stark aus.
c_PeakShSchwelle	Beim Ladekonzept Peak-Shaving gibt dieser Wert an, ab welcher Überschussleistung (in p.u. von der Photovoltaik-Nennleistung) das Laden des Speichers erfolgt. Wird dieser Wert auf 0 gesetzt, wird der Speicher mittels direktem Laden betrieben.
c_QContrSchwelle	Gibt an, ab welcher Wechselrichter-Ausgangs-Wirkleistung (in p.u. von der Photovoltaik-Nennleistung) die $\cos \varphi(P)$ -Regelung tätig wird.
c_EtaEin	Wirkungsgrad beim Einspeichern.
c_EtaAus	Wirkungsgrad beim Ausspeichern.
c_PVInstall	Photovoltaik-Nennleistung in kW.
c_Jahresverbrauch	Jahresenergieverbrauch in MWh.
v_SpeicherStandNeu	Theoretischer Speicherstand, nachdem die gesamte Residuallast ein- bzw. ausgespeichert wurde. Dieser Wert kann jedoch die physikalischen Grenzen des Speichers überschreiten.
v_SpeicherFrei	Jene Energiemenge, die noch ein- bzw. ausgespeichert werden kann.

Bezeichner	Erklärung
v_PeakShWert	Residuallast bezogen auf die Nennleistung der Photovoltaik-Anlage.
v_QContrWert	Ausgangs-Wirkleistung des Wechselrichters bezogen auf die Nennleistung der Photovoltaik-Anlage.
v_cos	Implementierung der $\cos \varphi(P)$ -Kennlinie entsprechend Abbildung 2.7
v_tan	$\tan \varphi$
v_PV_P	Aktuelle Wirkleistungsproduktion der Photovoltaik-Anlage in kW.
v_Last_P	Aktueller Wirkleistungsverbrauch im Haushalt in kW.
v_Last_Q	Aktueller Blindleistungsverbrauch im Haushalt in kvar.
v_Residual_P	Wirkleistungsverbrauch im Haushalt in kW, der nicht durch die Photovoltaik-Anlage gedeckt werden kann. Übersteigt die Leistung der Photovoltaik-Anlage den Verbrauch, wird der Wert negativ.
v_SpeicherLeistung_P	Leistung, die der Speicher aktuell abgibt in kW. Bei Leistungsaufnahme wird der Wert negativ.
v_SpeicherStand_P	Aktuell sich im Speicher befindliche Energie in kWh.
v_WR_P	Vom Wechselrichter aktuell abgegebene Wirkleistung in kW.
v_WR_Q	Vom Wechselrichter aktuell abgegebene Blindleistung in kvar.
v_Netzbezug_P	Aktuell vom Netz in den Haushalt bezogene Wirkleistung in kW. Bei Einspeisung wird der Wert negativ.
v_Netzbezug_Q	Aktuell vom Netz in den Haushalt bezogene Blindleistung in kvar. Bei Einspeisung wird der Wert negativ.
v_SumPV_P	Über ein ganzes Jahr von der Photovoltaik-Anlage produzierte Energie in kWh.
v_SumBezug_P	Über ein ganzes Jahr aus dem Netz bezogene Wirkleistung in kWh.

Bezeichner	Erklärung
v_SumEinspeisung_P	Über ein ganzes Jahr in das Netz eingespeiste Wirkleistung in kWh.
v_SumEinspeicherung	Über ein ganzes Jahr in den Speicher geladene Energie in kWh.
v_SumAusspeicherung	Über ein ganzes Jahr aus dem Speicher geladene Energie in kWh.
v_SumLast_P	Über ein ganzes Jahr verbrauchte Wirkleistung im Haushalt in kWh.

```

1 Option Explicit
2
3 Const offset = 2, datenpunkte = 35040
4 Public i As Long
5
6 Public v_SpeicherStandNeu, v_SpeicherFrei, v_PeakShWert,
   v_QContrWert, v_cos, v_tan As Double
7
8 Public v_PV_P, v_Last_P, v_Last_Q, v_Residual_P,
   v_SpeicherLeistung_P, v_SpeicherStand, v_WR_P, v_WR_Q,
   v_Netzbezug_P, v_Netzbezug_Q As Double
9
10 Public v_SumPV_P, v_SumBezug_P, v_SumEinspeisung_P,
   v_SumEinspeicherung, v_SumAusspeicherung, v_SumLast_P As
   Double
11
12 Enum Spalte
13     s_Datum = 1
14     s_Zeit
15     s_PV_Prel
16     s_Last_Prel
17     s_PV_P
18     s_Last_P
19     s_Last_Q
20     s_Residual_P
21     s_SpeicherLeistung_P
22     s_SpeicherStand
23     s_WR_P
24     s_WR_Q
25     s_Netzbezug_P
26     s_Netzbezug_Q
27 End Enum

```


Vorbereiten der Rohdaten

Nach dem Funktionsaufruf werden zuerst alle Summenzähler auf 0 gesetzt. Dann startet die Berechnung. Zu Beginn jedes Durchlaufes der For-Schleife werden die Eingangsdaten (normierte Photovoltaik-Leistung und normierter Wirkleistungsverbrauch) eingelesen, entsprechend den Vorgaben skaliert und die direkt daraus ableitbaren Größen berechnet.

Dabei wird der Blindleistungsbezug aus dem Wirkleistungsbezug und dem fest codierten Faktor $\tan(\arccos(0.95)) = 0.328684105$ berechnet. Die Residuallast ist die Differenz zwischen Verbrauch und Photovoltaik-Erzeugung. Im Falle eines Überschusses wird die Residuallast negativ.

```

29 Sub Haushaltsmodellierung(c_SpeicherMax, c_SpeicherMin,
    c_SpeicherStart, c_PeakShSchwelle, c_QContrSchwelle, c_EtaEin,
    c_EtaAus, c_PVInstall, c_Jahresverbrauch As Double)
30
31 'Initialisieren von Variablen
32     v_SpeicherStand = c_SpeicherStart
33     v_SumPV_P = 0
34     v_SumBezug_P = 0
35     v_SumEinspeisung_P = 0
36     v_SumEinspeicherung = 0
37     v_SumLast_P = 0
38
39 'Durchlauf der Berechnung fuer alle Datenpunkte
40     For i = 1 To datenpunkte
41
42 'Einlesen der Rohdaten und Setzen der Variablen
43         v_PV_P = Cells(offset + i, s_PV_Prel) * c_PVInstall
44         v_Last_P = Cells(offset + i, s_Last_Prel) *
            c_Jahresverbrauch
45         v_Last_Q = v_Last_P * 0.328684105
46         v_Residual_P = v_Last_P - v_PV_P
47         v_PeakShWert = -v_Residual_P / c_PVInstall

```

Entladen des Speichers

Falls die Residuallast größer als 0 ist, kann die Photovoltaik-Anlage die aktuelle Last nicht vollständig decken und es muss Energie aus dem Speicher bezogen werden. Abhängig vom Speicherstand kann entweder die volle Residuallast, nur ein Teil davon oder gar nichts gedeckt werden.

Dazu wird zuerst der sich bei voller Residuallastdeckung theoretisch ergebende neue

Speicherstand berechnet. Dann wird in der ersten If-Anweisung abgefragt, ob dieser neue Speicherstand größer als der Minimalspeicherstand ist. Wenn das der Fall ist, wird der neue Speicherstand übernommen und die Leistung des Speichers auf die Höhe der Residuallast festgesetzt. Wenn das nicht der Fall ist, dann wird in der ElseIf-Anweisung abgefragt, ob der aktuelle Speicherstand überhaupt über dem Minimalspeicherstand liegt. In diesem Fall reicht der Speicherstand nur aus, um einen Teil der Residuallast zu decken. Daher wird die noch im Speicher verfügbare Energiemenge berechnet und die Ausspeicherleistung entsprechend festgelegt. Der Speicherstand hat dann sein Minimum erreicht und jener Anteil der Residuallast, der nicht durch den Speicher gedeckt werden konnte, muss vom Netz bezogen werden. Im dritten Fall, dem Else-Block, ist der Speicher leer und kann daher keine Leistung zur Verfügung stellen. Die gesamte Residuallast muss durch das Netz gedeckt werden.

```

49 'Unterdeckung --> Ausspeicherung
50   If (v_Residual_P > 0) Then
51     v_SpeicherStandNeu = v_SpeicherStand - v_Residual_P *
52       0.25 / c_EtaAus
53     If (v_SpeicherStandNeu >= c_SpeicherMin) Then
54       v_SpeicherStand = v_SpeicherStandNeu
55       v_SpeicherLeistung_P = v_Residual_P
56       v_Netzbezug_P = 0
57     ElseIf (v_SpeicherStand >= c_SpeicherMin) Then
58       v_SpeicherFrei = v_SpeicherStand - c_SpeicherMin
59       v_SpeicherLeistung_P = v_SpeicherFrei / 0.25 *
60         c_EtaAus
61       v_Netzbezug_P = v_Residual_P -
62         v_SpeicherLeistung_P
63     Else
64       v_SpeicherLeistung_P = 0
65       v_Netzbezug_P = v_Residual_P
66     End If

```

Laden des Speichers nach dem Konzept „Direktes Laden“

Falls die Residuallast kleiner als 0 ist, erzeugt die Photovoltaik-Anlage mehr Leistung, als im Haushalt derzeit verbraucht wird. Abhängig vom Speicherstand kann entweder die volle Residuallast, nur ein Teil davon oder gar nichts in den Speicher geladen werden. Durch den Parameter `c_PeakShSchwelle` wird das Ladekonzept des Speichers bestimmt. Wird dieser Wert auf 0 gesetzt, so bedeutet das direktes Laden: Der Speicher wird immer dann geladen, wenn überschüssige Leistung zur Verfügung steht, also die Residuallast negativ ist. Dies passiert solange, bis der Speicher voll ist.

Dazu wird zuerst der sich bei voller Einspeicherung der Residuallast theoretisch erge-

bende neue Speicherstand berechnet. Dann wird in der ersten If-Anweisung abgefragt, ob dieser neue Speicherstand kleiner oder gleich dem maximalen Speicherstand ist. Wenn das der Fall ist, wird der neue Speicherstand übernommen und die Leistungsaufnahme des Speichers auf die Höhe der Residuallast festgesetzt. Wenn das nicht der Fall ist, wird der Else-Zweig ausgeführt. In diesem Fall ist der Speicherstand bereits so hoch, dass nur ein Teil oder gar nichts der Residuallast eingespeichert werden kann. Daher wird die noch freie Speicherkapazität berechnet und die Ausspeicherleistung entsprechend festgelegt. Der Speicherstand hat dann sein Maximum erreicht und jener Anteil der Residuallast, der nicht vom Speicher aufgenommen werden kann, wird ins Netz eingespeist.

```

66 'Ueberdeckung --> Einspeicherung (Direktes Laden)
67     ElseIf (v_Residual_P < 0 And c_PeakShSchwelle = 0) Then
68         v_SpeicherStandNeu = v_SpeicherStand - v_Residual_P *
           0.25 * c_EtaEin
69         If (v_SpeicherStandNeu <= c_SpeicherMax) Then
70             v_SpeicherStand = v_SpeicherStandNeu
71             v_SpeicherLeistung_P = v_Residual_P
72             v_Netzbezug_P = 0
73         Else
74             v_SpeicherFrei = c_SpeicherMax - v_SpeicherStand
75             v_SpeicherStand = c_SpeicherMax
76             v_SpeicherLeistung_P = (-1) * v_SpeicherFrei /
           0.25 / c_EtaEin
77             v_Netzbezug_P = v_Residual_P -
           v_SpeicherLeistung_P
78         End If

```

Laden des Speichers nach dem Konzept „Peak-Shaving“

Durch den Parameter `c_PeakShSchwelle` wird das Ladekonzept des Speichers bestimmt. Wird dieser auf einen Wert größer 0 gesetzt, so bedeutet das aktives Peak-Shaving: In den Speicher wird nur jener Anteil an Leistung eingespeichert, der, bezogen auf die Nennleistung der Photovoltaik-Anlage, die Peak-Shaving-Schwelle überschreitet. Die Leistung bis zu dieser Schwelle wird in das Netz eingespeist. Wenn der Speicher voll ist, wird die über der Schwelle liegende Leistung verworfen.

Vom Aufbau ist die Implementierung dieses Ladekonzeptes ähnlich gestaltet wie das direkte Laden. Allerdings wird in einer zusätzlichen If-Ebene abgefragt, ob die Überschussleistung die Peak-Shaving-Schwelle überschreitet. Dafür wurde in Zeile 47 der Wert `v_PeakShWert` als Residuallast bezogen auf die Photovoltaik-Nennleistung berechnet. Ist dies nicht der Fall, wird der Speicher nicht aktiv (Zeile 94). Wird die Schwelle überschritten, wird ein neuer Speicherstand berechnet, der sich aus dem alten

Speicherstand und jener Leistung, welche die Schwelle überschreitet, zusammensetzt. Das weitere Verfahren gleicht dem des direkten Ladens. Lediglich in Zeile 91 wird eine Begrenzung der Photovoltaik-Leistung eingeführt, sodass nie mehr Leistung, als durch die Peak-Shaving-Schwelle vorgegeben, in das Netz eingespeist wird.

```

80 'Ueberdeckung --> Einspeicherung (Peak-Shaving)
81     ElseIf (v_Residual_P < 0 And c_PeakShSchwelle > 0) Then
82         If (v_PeakShWert >= c_PeakShSchwelle) Then
83             v_SpeicherStandNeu = v_SpeicherStand + ((-1) *
84                 v_Residual_P - c_PeakShSchwelle * c_PVInstall)
85                 * 0.25 * c_EtaEin
86             If (v_SpeicherStandNeu <= c_SpeicherMax) Then
87                 v_SpeicherStand = v_SpeicherStandNeu
88                 v_SpeicherLeistung_P = v_Residual_P +
89                     c_PeakShSchwelle * c_PVInstall
90             Else
91                 v_SpeicherFrei = c_SpeicherMax -
92                     v_SpeicherStand
93                 v_SpeicherStand = c_SpeicherMax
94                 v_SpeicherLeistung_P = (-1) * v_SpeicherFrei
95                     / 0.25 / c_EtaEin
96                 v_PV_P = c_PeakShSchwelle * c_PVInstall -
97                     v_SpeicherLeistung_P + v_Last_P
98             End If
99             v_Netzbezug_P = (-1) * (c_PeakShSchwelle *
100                 c_PVInstall)
101         Else
102             v_SpeicherLeistung_P = 0
103             v_Netzbezug_P = v_Residual_P
104         End If
105     Else 'Fehlerfall
106         v_SpeicherLeistung_P = Null
107         v_Netzbezug_P = Null
108     End If

```

Blindleistungsregelung

Aus den obigen Berechnungen für das Speicherverhalten ergibt sich die vom Wechselrichter weitergegebene Leistung. Bei der Umwandlung von Gleich- auf Wechselstrom passt der Wechselrichter in Abhängigkeit von der abgegebenen Wirkleistung den Leistungsfaktor an. Eine entsprechende Überdimensionierung des Wechselrichters wird vorausgesetzt, eine Reduktion der Wirkleistung also nicht vorgesehen.

In Zeile 110 wird die Kennlinie entsprechend Abbildung 2.7a beschrieben. Mit dem Pa-

parameter `c_QContrSchwelle` kann der Punkt der Kennlinie festgelegt werden, ab welchem die Blindleistungsregelung einsetzt, die Kennlinie also nach unten knickt. Wird der Parameter auf einen beliebigen Wert größer oder gleich 1 gesetzt, so ist die Blindleistungsregelung inaktiv.

```

104 'Implementierung der cos(phi)(P)-Blindleistungsregelung am
      Wechselrichter
105     v_WR_Q = 0
106     v_WR_P = v_PV_P + v_SpeicherLeistung_P
107     v_QContrWert = v_WR_P / c_PVInstall
108     If ((v_QContrWert > c_QContrSchwelle) And (
          c_QContrSchwelle < 1)) Then
109         If (v_QContrWert > 1) Then v_QContrWert = 1
110         v_cos = 1 - ((v_QContrWert - c_QContrSchwelle) * (0.1
          / (1 - c_QContrSchwelle)))
111         v_tan = Sqr(1 - v_cos * v_cos) / v_cos
112         v_WR_Q = v_WR_P * v_tan * (-1)
113     End If

```

Berechnungsergebnisse in die Excel-Tabelle schreiben

Nach erfolgter Berechnung werden die Ergebnisse in die richtigen Spalten der EXCEL-Tabelle geschrieben.

```

115 'Ergebnisse in die entsprechenden Spalten schreiben
116     Cells(offset + i, s_PV_P) = v_PV_P
117     Cells(offset + i, s_Last_P) = v_Last_P
118     Cells(offset + i, s_Last_Q) = v_Last_Q
119     Cells(offset + i, s_Residual_P) = v_Residual_P
120     Cells(offset + i, s_SpeicherLeistung_P) =
          v_SpeicherLeistung_P
121     Cells(offset + i, s_SpeicherStand) = v_SpeicherStand
122     Cells(offset + i, s_WR_P) = v_WR_P
123     Cells(offset + i, s_WR_Q) = v_WR_Q
124     Cells(offset + i, s_Netzbezug_P) = v_Netzbezug_P
125     Cells(offset + i, s_Netzbezug_Q) = v_Last_Q - v_WR_Q

```

Kennwerte berechnen

Um die Auslastung und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Anlage und Speicher bewerten zu können, werden die in den Tabellen 4.1, 4.4, 4.6 und 4.10 dargestellten

Energie-Summen erstellt und nach Durchlauf aller Datenpunkte ausgegeben.

```

127 'Summen fuer Kennwerte bilden
128     v_SumPV_P = v_SumPV_P + v_PV_P * 0.25
129     v_SumLast_P = v_SumLast_P + v_Last_P * 0.25
130     If (v_Netzbezug_P > 0) Then
131         v_SumBezug_P = v_SumBezug_P + v_Netzbezug_P * 0.25
132     ElseIf (v_Netzbezug_P < 0) Then
133         v_SumEinspeisung_P = v_SumEinspeisung_P -
134             v_Netzbezug_P * 0.25
135     End If
136     If (v_SpeicherLeistung_P < 0) Then
137         v_SumEinspeicherung = v_SumEinspeicherung -
138             v_SpeicherLeistung_P * 0.25
139     ElseIf (v_SpeicherLeistung_P > 0) Then
140         v_SumAusspeicherung = v_SumAusspeicherung +
141             v_SpeicherLeistung_P * 0.25
142     End If
143 Next
144 'Kennwerte berechnen und ausgeben
145     'Gesamte Jahresproduktion
146     Cells(offset + 1, s_Netzbezug_Q + 2) = "PV-Produktion"
147     Cells(offset + 1, s_Netzbezug_Q + 3) = v_SumPV_P
148     Cells(offset + 1, s_Netzbezug_Q + 4) = "kWh"
149     'Gesamter Jahresverbrauch
150     Cells(offset + 2, s_Netzbezug_Q + 2) = "Energieverbrauch"
151     Cells(offset + 2, s_Netzbezug_Q + 3) = v_SumLast_P
152     Cells(offset + 2, s_Netzbezug_Q + 4) = "kWh"
153     'Ins Netz eingespeiste Energie
154     Cells(offset + 3, s_Netzbezug_Q + 2) = "Einspeisung"
155     Cells(offset + 3, s_Netzbezug_Q + 3) = v_SumEinspeisung_P
156     Cells(offset + 3, s_Netzbezug_Q + 4) = "kWh"
157     'Aus dem Netz bezogene Energie
158     Cells(offset + 4, s_Netzbezug_Q + 2) = "Bezug"
159     Cells(offset + 4, s_Netzbezug_Q + 3) = v_SumBezug_P
160     Cells(offset + 4, s_Netzbezug_Q + 4) = "kWh"
161     'Eigendeckung
162     Cells(offset + 5, s_Netzbezug_Q + 2) = "Eigendeckung"
163     Cells(offset + 5, s_Netzbezug_Q + 3) = (1 - (v_SumBezug_P /
164         v_SumLast_P)) * 100
165     Cells(offset + 5, s_Netzbezug_Q + 4) = "%"
166     'Eingespeicherte Energie
167     Cells(offset + 6, s_Netzbezug_Q + 2) = "Eingespeicherte_
    Energie"
168     Cells(offset + 6, s_Netzbezug_Q + 3) = v_SumEinspeicherung
169     Cells(offset + 6, s_Netzbezug_Q + 4) = "kWh"

```

```

168 'Ausgespeicherte Energie
169 Cells(offset + 7, s_Netzbezug_Q + 2) = "Ausgespeicherte_
    Energie"
170 Cells(offset + 7, s_Netzbezug_Q + 3) = v_SumAusspeicherung
171 Cells(offset + 7, s_Netzbezug_Q + 4) = "kWh"
172 'Speicher-Vollzyklen
173 Cells(offset + 8, s_Netzbezug_Q + 2) = "Speicher-Vollzyklen"
174 Cells(offset + 8, s_Netzbezug_Q + 3) = v_SumEinspeicherung /
    c_SpeicherMax
175 Cells(offset + 8, s_Netzbezug_Q + 4) = ""
176
177 End Sub

```

A.2 Modellierung eines zentralen Großspeichers

In diesem Abschnitt wird die Modellierung des Großspeichers der Szenarien C, D und E erläutert. Da der Code größtenteils jenem der Haushaltsbatteriemodellierung gleicht, wird nur auf jene Stellen eingegangen, die sich unterscheiden.

Dazu werden zusätzlich die folgenden Variablen eingeführt:

Bezeichner	Erklärung
v_BezugAlt_P v_BezugAlt_Q	Wirk- bzw. Blindleistungsfluss über den Transformator vom Mittel- in das Niederspannungsnetz, in dem Fall, dass es keine Speicher gibt (Szenario 0).
v_BezugNeu_P v_BezugNeu_Q	Wirk- bzw. Blindleistungsfluss über den Transformator vom Mittel- in das Niederspannungsnetz, bei Einsatz des Großspeichers.
v_AuslastungAlt	Auslastung des Transformators, in dem Fall, dass es keine Speicher gibt, entsprechend $\sqrt{P_{\text{alt}}^2 + Q_{\text{alt}}^2} / S_{\text{Nenn}}$
c_SpeicherLeistungMax	Maximale Eingangs- und Ausgangsleistung des Speichers
c_AuslastungMax	Maximale Auslastung des Transformators in p.u., die durch den Speichereinsatz eingehalten werden soll.

Der Speicher lädt also immer nur mit so viel Leistung, um die Auslastung des Transformators auf c_AuslastungMax zu begrenzen. Im Unterschied zum Haushaltsmodell in Abschnitt A.1, welches auf den tatsächlich in Echtzeit messbaren Werten von Verbrauch und Photovoltaik-Erzeugung beruht, werden für die Modellierung des Großspei-

chers Werte herangezogen, die in der Realität nicht direkt messbar sind, nämlich die Leistungsflüsse über den Transformator in jenem Fall, dass der Speicher nicht vorhanden ist. Die hier entwickelte Modellierung bildet also nach außen hin das Verhalten des Speichers nach, hat intern aber nichts mit der Regelung eines realen Speichersystems gemeinsam.

```

1  'Unterdeckung --> Ausspeicherung
2      If (v_BezugAlt_P > 0) Then
3
4          If (v_BezugAlt_P <= c_SpeicherLeistungMax) Then
5              v_SpeicherStandNeu = v_SpeicherStand -
6                  v_BezugAlt_P / c_EtaAus
7              v_SpeicherLeistung_P = -v_BezugAlt_P
8          Else
9              v_SpeicherStandNeu = v_SpeicherStand -
10                 c_SpeicherLeistungMax / c_EtaAus
11             v_SpeicherLeistung_P = -c_SpeicherLeistungMax
12         End If
13
14         If (v_SpeicherStandNeu >= c_SpeicherMin) Then
15             v_SpeicherStand = v_SpeicherStandNeu
16             v_BezugNeu_P = v_BezugAlt_P +
17                 v_SpeicherLeistung_P
18         ElseIf (v_SpeicherStand >= c_SpeicherMin) Then
19             v_SpeicherFrei = v_SpeicherStand - c_SpeicherMin
20             v_SpeicherStand = c_SpeicherMin
21             v_SpeicherLeistung_P = (-1) * v_SpeicherFrei *
22                 c_EtaAus
23             v_BezugNeu_P = v_BezugAlt_P +
24                 v_SpeicherLeistung_P
25         Else
26             v_SpeicherLeistung_P = 0
27             v_BezugNeu_P = v_BezugAlt_P
28         End If

```

Wenn das Wasserstoffspeichersystem berechnet wird, wird die Variable `c_AuslastungMax` auf 0 gesetzt. Dann wird nämlich jede Überschussleistung des Niederspannungsnetzes eingespeichert und nicht erst, ab einer gewissen Auslastung des Transformators.

```

24  'Ueberdeckung --> Einspeicherung
25      ElseIf (v_BezugAlt_P < 0) Then
26          If (v_AuslastungAlt >= c_AuslastungMax) Then
27
28              If (c_AuslastungMax > 0) Then
29                  v_SpeicherLeistung_P = (v_AuslastungAlt -
30                      c_AuslastungMax) * c_TrafoNennleistung

```



```
30     ElseIf (c_AuslastungMax = 0) Then
31         v_SpeicherLeistung_P = -v_BezugAlt_P
32     End If
33
34     If (v_SpeicherLeistung_P <= c_SpeicherLeistungMax
35         ) Then
36         v_SpeicherStandNeu = v_SpeicherStand +
37             v_SpeicherLeistung_P * c_EtaEin
38     Else
39         v_SpeicherLeistung_P = c_SpeicherLeistungMax
40         v_SpeicherStandNeu = v_SpeicherStand +
41             v_SpeicherLeistung_P * c_EtaEin
42     End If
43
44     If (v_SpeicherStandNeu <= c_SpeicherMax) Then
45         v_SpeicherStand = v_SpeicherStandNeu
46     Else
47         v_SpeicherFrei = c_SpeicherMax -
48             v_SpeicherStand
49         v_SpeicherStand = c_SpeicherMax
50         v_SpeicherLeistung_P = v_SpeicherFrei /
51             c_EtaEin
52     End If
53
54     v_BezugNeu_P = v_BezugAlt_P +
55         v_SpeicherLeistung_P
56
57 Else
58     v_SpeicherLeistung_P = 0
59     v_BezugNeu_P = v_BezugAlt_P
60 End If
```



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Literaturverzeichnis

- [1] *20 Jahre Strommarktliberalisierung*. Österreichs E-Wirtschaft. URL: <https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/neuigkeiten/detailseite/20jahre-strommarktliberalisierung> (besucht am 19.10.2023).
- [2] Oliver Brückl. *spannungshaltung.de. Informationen rund um die Spannung im Verteilnetz*. Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH. 2023. URL: <https://spannungshaltung.de/> (besucht am 16.08.2023).
- [3] Oliver Brückl. *Vergleich ausgewählter Varianten des Netzausbaus im realen Niederspannungsnetz Larrieden*. Informationsportal regelbare Ortsnetztransformatoren. URL: <https://ront.info/vergleich-ausgewahlter-varianten-des-netzausbaus-im-realen-niederspannungsnetz-%E2%80%93-larrieden/> (besucht am 24.11.2023).
- [4] Gerhard Christiner. »Stromzukunft 2030 – 100 % Erneuerbare als sektorübergreifende systemtechnische Herausforderung«. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 136.1 (Feb. 2019), S. 66–67. DOI: 10.1007/s00502-019-0678-z.
- [5] Valentin Crastan und Michael Höckel. *Elektrische Energieversorgung 2*. Springer Berlin Heidelberg, 2022. DOI: 10.1007/978-3-662-65105-6.
- [6] Martin Dehli. *Energieeffizienz in Industrie, Dienstleistung und Gewerbe*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020. ISBN: 978-3-658-23203-0. DOI: 10.1007/978-3-658-23204-7.
- [7] Marc Diaz-Aguilo u. a. »Field-Validated Load Model for the Analysis of CVR in Distribution Secondary Networks: Energy Conservation«. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 28.4 (Okt. 2013), S. 2428–2436. ISSN: 1937-4208. DOI: 10.1109/tpwr.2013.2271095.
- [8] Ibrahim Dincer und Mehmet Akif Ezan. *Heat Storage: A Unique Solution For Energy Systems*. Springer International Publishing, 2018. DOI: 10.1007/978-3-319-91893-8.
- [9] Peter Dolega, Matthias Buchert und Johannes Betz. *Ökologische und sozio-ökonomische Herausforderungen in Batterie-Lieferketten: Graphit und Lithium. Kurzstudie erstellt im Rahmen des BMBF Verbundprojektes Fab4Lib - Forschung zu Maßnahmen zur Steigerung der Material- und Prozesseffizienz bei der Herstellung von Lithium-Ionen-Batteriezellen entlang der gesamten Wertschöpfungskette*. Öko-Institut e.V., 29. Juli 2020. URL: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Graphit-Lithium-Oeko-Soz-Herausforderungen.pdf> (besucht am 27.07.2023).

- [10] Olivier Dumont u. a. »Carnot battery technology: A state-of-the-art review«. In: *Journal of Energy Storage* 32 (Dez. 2020), S. 101756. DOI: 10.1016/j.est.2020.101756.
- [11] *Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa. Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen.* Europäische Kommission. 8. Juli 2020. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301>.
- [12] Christian Elbs u.a. *Einsatz der Q(U)-Regelung bei der Vorarlberger Energienetze GmbH.* Vorarlberger Energienetze GmbH, 30. Juni 2014. URL: https://www.vorarlbergnetz.at/media/Feldversuch_VorarlbergNetz_TUMuenchen_Endbericht_07082014.pdf (besucht am 22.09.2023).
- [13] *EnArgus: Zentrales Informationssystem Energieforschungsförderung.* Forschungszentrum Jülich GmbH. URL: <https://www.enargus.de/wiki/> (besucht am 29.09.2023).
- [14] Europäische Kommission. *Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.* 14. Juni 2019. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=celex:32019L0944>.
- [15] *Europäischer Grüner Deal.* Europäische Kommission. 2023. URL: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de (besucht am 08.05.2023).
- [16] European Commission u. a. *Coupling of heating/cooling and electricity sectors in a renewable energy-driven Europe.* Publications Office of the European Union, 2022. URL: <https://data.europa.eu/doi/10.2833/284458>.
- [17] *Gabler Wirtschaftslexikon.* Springer Gabler, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH. URL: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/> (besucht am 23.08.2023).
- [18] Jürgen Giesecke, Stephan Heimerl und Emil Mosonyi. *Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb.* 6. Aufl. Springer Vieweg, 2014. ISBN: 9783642538704.
- [19] Reinhard Haas. *Energieökonomie.* Skriptum zur Vorlesung 373.010 Energieökonomie. TU Wien, 2020.
- [20] Martin Heidl. *morePV2grid - More functionalities for increased integration of PV into grid.* Klima- und Energiefonds, 2013. URL: https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/BGR0062013EE_morepv.pdf (besucht am 23.09.2023).
- [21] Stephan Heimerl, Hrsg. *Wasserkraftprojekte Band II.* Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015. ISBN: 978-3-658-07728-0. DOI: 10.1007/978-3-658-07729-7.

- [22] Klaus Heuck, Klaus-Dieter Dettmann und Detlef Schulz. *Elektrische Energieversorgung*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013. ISBN: 978-3-8348-1699-3. DOI: 10.1007/978-3-8348-2174-4.
- [23] Albana Ilo und Daniel-Leon Schultis. *A Holistic Solution for Smart Grids based on LINK-Paradigm*. Springer International Publishing, 2022. ISBN: 978-3-030-81529-5. DOI: 10.1007/978-3-030-81530-1.
- [24] S. H. Jensen u. a. »Large-scale electricity storage utilizing reversible solid oxide cells combined with underground storage of CO₂«. In: *Energy & Environmental Science* 8.8 (2015), S. 2471–2479. DOI: 10.1039/c5ee01485a.
- [25] Kai-Philipp Kairies u. a. *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Jahresbericht 2016*. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, Mai 2016. URL: https://www.researchgate.net/publication/303817664_Wissenschaftliches_Mess-_und_Evaluierungsprogramm_Solarstromspeicher_Jahresbericht_2016.
- [26] Sichao Kan, Yoshiaki Shibata und Ichiro Kutani. *Assessment of Electricity Storage Technology for Solar PV. ERIA Research Project Report 2017 No. 13*. Economic Research Institute for ASEAN und East Asia, Okt. 2018. URL: <https://www.eria.org/publications/assessment-of-electricity-storage-technology-for-solar-pv/> (besucht am 11.08.2023).
- [27] Johannes Kathan. *Netzdienlicher Einsatz von elektrischen Speichersystemen*. Austrian Institute of Technology, 22. Nov. 2019.
- [28] Reiner Korthauer. *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Springer Vieweg, 2013. ISBN: 9783642306525.
- [29] Peter Kurzweil. *Angewandte Elektrochemie Grundlagen, Messtechnik, Elektroanalytik, Energiewandlung, Technische Verfahren. Grundlagen, Messtechnik, Elektroanalytik, Energiewandlung, Technische Verfahren*. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2020. ISBN: 9783658324209.
- [30] Peter Kurzweil und Otto K. Dietlmeier. *Elektrochemische Speicher. Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Rahmenbedingungen*. 2. Aufl. Springer Vieweg, 2018. ISBN: 9783658218287.
- [31] Richard Marenbach, Johann Jäger und Dieter Nelles. *Elektrische Energietechnik*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020. ISBN: 978-3-658-29491-5. DOI: 10.1007/978-3-658-29492-2.
- [32] Konrad Mertens. *Photovoltaik. Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, Juni 2022. DOI: 10.3139/9783446474291.
- [33] *Netzentwicklungsplan 2021*. Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, Juni 2021.

- [34] Österreichs Netzbetreiber fordern Einspeisebegrenzung für PV. Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH. 15. Juni 2023. URL: <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/detail/oesterreichs-netzbetreiber-fordern-einspeisebegrenzung-fuer-pv-186130> (besucht am 26.09.2023).
- [35] Jens F. Peters u. a. »The environmental impact of Li-Ion batteries and the role of key parameters – A review«. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67 (Jan. 2017), S. 491–506. DOI: 10.1016/j.rser.2016.08.039.
- [36] Produktinformationen "Batteriespeicher GRES 300kWh". URL: <https://ladeengel.de/Batteriespeicher-GRES-300kWh/SW10004> (besucht am 06.12.2023).
- [37] RCT Datenblätter. RCT Power GmbH. URL: <https://www.rct-power.com/de/download-bereich-de.html> (besucht am 24.10.2023).
- [38] A. Safari u. a. »A review on supercooling of Phase Change Materials in thermal energy storage systems«. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 70 (Apr. 2017), S. 905–919. DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.272.
- [39] Karl Friedrich Schäfer. *Systemführung*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2022. DOI: 10.1007/978-3-658-36199-0.
- [40] Franziska Scheffler. »Thermische Energiespeicher – Trends, Entwicklungen und Herausforderungen«. In: *Chemie Ingenieur Technik* 91.9 (2019), S. 1219–1228. DOI: 10.1002/cite.201800156.
- [41] Armin Schmiegel. *Energiespeicher für die Energiewende*. 2., aktualisierte Auflage. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2020. DOI: 10.3139/9783446466340. URL: <https://www.hanser-elibrary.com/doi/abs/10.3139/9783446466340>.
- [42] Daniel-Leon Schultis und Albana Ilo. *TUWien_LV_TestGrids*. TU Wien, 26. Sep. 2018. DOI: 10.17632/HGH8C99TNX.1. URL: <https://data.mendeley.com/datasets/hgh8c99tnx/1>.
- [43] Yannic Schulze u. a. *Was ist Netzdienlichkeit?* Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 3. Mai 2021. URL: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/was-ist-netzdienlichkeit/> (besucht am 27.07.2023).
- [44] Adolf J. Schwab. *Elektroenergiesysteme*. Springer Berlin Heidelberg, 2017. ISBN: 978-3-662-55315-2. DOI: 10.1007/978-3-662-55316-9.
- [45] K. Schwarze u. a. »Operational Results of an 150/30 kW RSOC System in an Industrial Environment«. In: *Fuel Cells* 19.4 (Apr. 2019), S. 374–380. ISSN: 1615-6854. DOI: 10.1002/face.201800194.
- [46] Statista, Hrsg. *Höhe der CO₂-Emissionen durch Stromerzeugung in der EU nach Ländern im Jahr 2021*. EEA. 25. Okt. 2022. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1009521/umfrage/co2-emissionen-durch-stromerzeugung-in-der-eu/> (besucht am 01.12.2023).

- [47] Michael Sterner und Ingo Stadler. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer Berlin Heidelberg, 2014. ISBN: 978-3-642-37379-4. DOI: 10.1007/978-3-642-37380-0.
- [48] Michael Sterner u. a. *Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung. Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe*. Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, März 2015.
- [49] *Strom- und Gaskennzeichnungsbericht für das Prüfungsjahr 2020*. E-Control, 1. Juni 2021. URL: <https://www.e-control.at/publikationen/oeko-energie-und-energie-effizienz/berichte/stromkennzeichnungsbericht> (besucht am 27.07.2023).
- [50] *Stromnetz Österreich*. Austrian Power Grid AG. 2023. URL: <https://www.apg.at/stromnetz/stromnetz-oesterreich/> (besucht am 04.05.2023).
- [51] Christian Synwoldt. *Dezentrale Energieversorgung mit regenerativen Energien*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021. DOI: 10.1007/978-3-658-33733-9.
- [52] *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen. TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen*. E-Control, 18. Apr. 2022. URL: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor> (besucht am 25.09.2023).
- [53] Dana L. Thompson u. a. »The importance of design in lithium ion battery recycling – a critical review«. In: *Green Chemistry* 22.22 (2020), S. 7585–7603. DOI: 10.1039/d0gc02745f.
- [54] VDEW. *Repräsentative VDEW-Lastprofile*. VDEW, 21. Okt. 1999. URL: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/> (besucht am 23.09.2023).
- [55] *Wärmespeicher als Gigabatterie*. Windyhill Property GmbH. 1. Juni 2018. URL: <https://edison.media/ertraeumen/waermespeicher-als-gigabatterie/22617498.html> (besucht am 11.07.2023).
- [56] Alexander Wendt. *Intelligent Low Voltage Grids*. Foliensatz zur Vorlesung 384.146 Smart Grids. TU Wien, 2017.
- [57] *Wiener Netze und APG schließen 380-kV-Ring für Wien*. Wiener Netze GmbH. 29. Okt. 2021. URL: <https://www.wienernetze.at/wiener-netze-und-apg-schlie%C3%9Fen-380-kv-ring-f%C3%BCr-wien> (besucht am 04.05.2023).
- [58] Martin Wietschel u. a. »Sektorkopplung – Was ist darunter zu verstehen?« In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 43.1 (Okt. 2018), S. 1–10. DOI: 10.1007/s12398-018-0241-3.
- [59] Stefan Windisch-Kern u. a. »Recycling von Lithium-Ionen-Batterien: Herausforderungen und aktuelle Forschungsergebnisse«. In: *BHM Berg- und Hüttenmännische Monatshefte* 166.3 (März 2021), S. 150–156. DOI: 10.1007/s00501-021-01091-5.

- [60] Martin Zapf. *Stromspeicher und Power-To-Gas im deutschen Energiesystem. Bedarf, Rahmenbedingungen und Technologien für die Energiewende*. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2022. ISBN: 9783658371289.

Abbildungsverzeichnis

1.1	Vorgehen zur Beantwortung der Fragen dieser Diplomarbeit	3
2.1	Prinzipieller Aufbau des elektrischen Energieversorgungsnetzes	6
2.2	Verschiedene Netztopologien	8
2.3	Ohmsch-induktives Leitungselement	10
2.4	Schematische Darstellung des Spannungsprofils entlang eines Radialfeeders	12
2.5	Schematische Darstellung der Wirkung eines Regeltransformators	13
2.6	Zeigerdiagramme für verschiedene Last- bzw. Einspeisefälle	14
2.7	Kennlinien verschiedener Blindleistungsregelungsverfahren	15
2.8	Strommarktdesign	19
2.9	Schematische Darstellung der Sektorkopplung	22
2.10	Der Wandel von Supply Side Management zum Demand Side Management	24
2.11	Zeitliche Gliederung von Energiespeichern	25
2.12	Aufbau von Kondensator und Superkondensator	30
2.13	Schematischer Aufbau und Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Zelle . . .	32
2.14	Entladecharakteristik einer Lithium-Ionen-Zelle	33
2.15	Prinzip der Elektrolyse	36
2.16	Aufbau und Prinzip eines Lageenergiespeichers	39
2.17	Hauptbauelemente einer Pumpspeicheranlage mit Krafthauskaverne . . .	41
2.18	Ladekonzepte für einen Speicher	46
2.19	Vergleich zwischen AC- und DC-Kopplung eines Batteriespeichersystems	48
3.1	Vereinfachte Darstellung des Netzmodells in PSS SINCAL	50
3.2	Schematische Darstellung eines Haushaltskunden	52
3.3	Wirkleistungsverbrauch eines Haushaltskunden	53
3.4	Leistungsabgabe der Photovoltaikanlage	55
3.5	Schematische Darstellung von Szenario 0	58
3.6	Schematische Darstellung der Szenarien A und B	59
3.7	Schematische Darstellung der Szenarien C, D und E	60
4.1	Netzwirksames Lastprofil des Haushaltskunden am 21. Dezember, Szenario 0	67
4.2	Netzwirksames Lastprofil des Haushaltskunden am 21. Juni, Szenario 0	67
4.3	Spannungsverlauf entlang der Feeder, 21. Juni, 14:30 Uhr, Szenario 0 . . .	69
4.4	Nutzung des Kundenspeichers am 21. Juni, Szenario A	71
4.5	Netzwirksames Lastprofil des Haushaltskunden am 21. Juni, Szenario A	71

4.6	Nutzung des Kundenspeichers am 21. Juni, Szenario B	77
4.7	Netzwirksames Lastprofil des Haushaltskunden am 21. Juni, Szenario B	77
4.8	Spannungsverlauf entlang der Feeder, Sommer, 14:30 Uhr, Szenario B .	80
4.9	Nutzung des Großspeichers am 21. Juni, Szenario C	84
4.10	Spannungsverlauf entlang der Feeder, Sommer, 14:30 Uhr, Szenario D .	87
4.11	Speicherstand im Jahresverlauf, Szenario D	88
4.12	Netzwirksames Lastprofil des Haushaltskunden am 21. Juni, Szenario E	91
4.13	Spannungsverlauf entlang der Feeder, Sommer, 14:30 Uhr, Szenario E .	92
5.1	Vergleich der jährlichen Energieflüsse zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz	94
5.2	Vergleich der jährlichen Stunden mit Grenzwertverletzungen	94
5.3	Vergleich der jährlichen Energieverluste	95
5.4	Zusammenfassung der Bewertung für Szenario A	97
5.5	Zusammenfassung der Bewertung für Szenario B	97
5.6	Zusammenfassung der Bewertung für Szenario C	98
5.7	Zusammenfassung der Bewertung für Szenario D	98
5.8	Zusammenfassung der Bewertung für Szenario E	99
5.9	Gewichtung der Bewertungs-Parameter	100

Tabellenverzeichnis

2.1	Empfohlene Stützpunkte der $\cos \varphi(U)$ - und $Q(U)$ -Kennlinien	17
2.2	Vergleich von sensiblen, latenten und thermochemischen Wärmespeichern	43
3.1	Anzahl der angeschlossenen Haushaltskunden	51
3.2	Leistungsparameter	51
4.1	Jahres-Energiebilanz eines Haushaltskunden, Szenario 0	66
4.2	Energie- und Leistungsflüsse über ein Jahr, Szenario 0	68
4.3	Betriebszustand des Transformators, 21. Juni, 14:30 Uhr, Szenario 0 . .	69
4.4	Jahres-Energiebilanz eines Haushaltes, Szenario A	70
4.5	Energie- und Leistungsflüsse über ein Jahr, Szenario A	73
4.6	Jahres-Energiebilanz eines Haushaltskunden, Szenario B	78
4.7	Energie- und Leistungsflüsse über ein Jahr, Szenario B	79
4.8	Betriebszustand des Transformators, 21. Juni, 14:30 Uhr, Szenario B . .	79
4.9	Energie- und Leistungsflüsse über ein Jahr, Szenario C	83
4.10	Jahres-Energiebilanz des Großbatteriespeichers, Szenario C	83
4.11	Energie- und Leistungsflüsse über ein Jahr, Szenario D	86
4.12	Betriebszustand des Transformators, 21. Juni, 14:30 Uhr, Szenario D . .	87
4.13	Jahres-Energiebilanz des Großbatteriespeichers, Szenario C	88
4.14	Energie- und Leistungsflüsse über ein Jahr, Szenario E	92
5.1	Gegenüberstellung der Bewertungsergebnisse	100