

Masterarbeit

MODELLIERUNG EINES HYBRIDEN NETZES ZUR ERMITTLUNG POTENTIELLER SPEICHERDIENSTLEISTUNGEN

erstellt am

Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Vorgelegt von:

Matthias Greiml, BSc

01235420

Betreuer:

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger

Dipl.-Ing. Benjamin Böckl

Leoben, September 2018

EIDESSTÄTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

AFFIDAVIT

I declare in lieu of oath, that I wrote this thesis and performed the associated research myself, using only literature cited in this volume.

Ort/Datum

Unterschrift

KURZFASSUNG

Seit dem Ende der 1990er Jahre befindet sich die europäische Energiebranche im kontinuierlichen Umbruch. Eine Reihe von politischen als auch gesellschaftlichen Entscheidungen, wie beispielsweise Klimaabkommen zur Reduktion von CO₂-Emissionen und Ausbau erneuerbarer Energien, deren Dargebot im Hinblick auf Ort und Intensität sehr volatil ist, stellen Stromnetze vor neue Herausforderungen. Um die steigende Einspeisung Erneuerbarer Energien bewältigen zu können, existieren eine Reihe von Maßnahmen. Ein Beispiel dazu ist der Ausbau von Energiespeichern, aber auch Hybride Netze, die über eine Verknüpfung der Energieträger Strom, Wärme und Gas die individuellen Vorteile der jeweiligen Energieträger nutzen.

Das Ziel dieser Masterarbeit ist es ein Modell zur Simulation von hybriden Netzen, mit Fokus auf den Energieträger Strom, zu entwickeln. Aus den Ergebnissen der Modellberechnung, für ein definiertes Szenario sollen zusätzliche Einsatzmöglichkeiten für Energiespeicher abgeleitet werden.

Die Basis der Masterarbeit bildet eine Literaturrecherche zum Thema potentieller Speicherdienstleistungen, aus der eine eigene Definition potentieller Speicherdienstleistungen abgeleitet wird. Zusätzlich werden der einzige derzeit zugängliche, Speicherdienstleistungsmarkt für Regelenergie analysiert, sowie theoretische Grundlagen für die Modellierungsaufgabe erarbeitet. Die Programmierung des Modells erfolgt in MATLAB®. Die Strukturierung und Vernetzung der Zellen basiert auf dem zellularen Ansatz. Für jede Zelle der unteren Zellebene können Residuallasten und Speicher für die Energieträger Strom, Wärme und Gas und ein Hybridknoten definiert werden. Mit dem Modell wird ein definiertes Szenario, basierend auf Daten der Stadt Leoben, berechnet. Aus der Berechnung ergibt sich ein zeitlich aufgelöster Verlauf der Speichernutzung über ein Jahr. Darauf aufbauend wird untersucht ob die leeren Speicherkapazitäten für die Bereitstellung der Speicherdienstleistungen Regelenergie, Infrastrukturentlastung oder Arbitrage eingesetzt werden können.

Die im Szenario betrachteten Speicher können grundsätzlich für alle drei genannten Speicherdienstleistungen eingesetzt werden. Einschränkungen ergeben sich z.B. durch die im Szenario angenommen Speicherkapazitäten und nicht vorhandenen Geschäftsmodelle für Speicherdienstleistungen sowie der zugehörigen Informations- und Kommunikationstechnologie in Österreich und Deutschland.

ABSTRACT

The European energy sector has changed radically since the end of the 1990s. Various political and social decisions, the goal to reduce CO₂ emissions, and the expansion of renewable energy sources are all factors that increase the burden on power grids. Renewable energy sources may be unreliable, as production intensity depends on site location and time. Various measures may be implemented to manage the volatility that this introduces into power grids. Some possible solutions are the expansion of energy storages as well as the development of hybrid grids, which incorporate electricity, heat and gas sources in order to profit from the individual advantages of each energy source.

This master's thesis develops a simulation model in MATLAB® with focus on electricity. Additional applications for energy storages are derived from the simulation results of a defined scenario.

A literature study of potential storage services was conducted to produce a working definition for energy storage services. The market for operating reserve – currently the only accessible market for storage services – was also analysed and theoretical fundamentals for the model are elaborated. The structuring and interlinking of cells is based on the cellular approach. For each cell in the lower level, residual loads and energy storages for electricity, heat and gas as well as one hybrid element can be defined. A scenario based on the city of Leoben was calculated with the developed model. The calculation produced a time-dependent energy storage level over a one-year period. The results were used to investigate if energy storage could be used for infrastructure relief, arbitrage, or as operating reserve.

The results show that all mentioned storage services may be provided. However, there are limitations due to scenario restrictions like insufficient storage capacity. Furthermore, until now there has been hardly any business model, nor necessary control technology has been implemented for energy storage services in Austria or Germany.

INHALTSVERZEICHNIS

Nomenklatur	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	IV
1 Einleitung	1
2 Aufgabenstellung und Vorgehensweise	3
3 Theoretischer Hintergrund	5
3.1 Speicherdienstleistungen und Märkte.....	5
3.1.1 Rocky Mountain Institute.....	5
3.1.2 Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik.....	10
3.1.3 Verband der Elektrotechnik (VDE)	13
3.1.4 Zusammenfassung und eigene Betrachtungsweise.....	24
3.2 Regelenergiemarkt.....	27
3.3 Theoretische Grundlagen für das HyFlow-Modell.....	33
4 Modellbeschreibung	40
4.1 Bestandteile des HyFlow-Modells	40
4.2 Modellberechnung.....	52
4.2.1 Daten Einlesen.....	52
4.2.2 Kontrolle der eingelesenen Daten	55
4.2.3 Berechnung des HyFlow-Modells.....	56
4.2.4 Ergebnisse der Modellberechnung und Visualisierung.....	70
5 Empirischer Teil	72
5.1 Betrachtetes Szenario.....	72
5.2 Auswertung der Ergebnisse der Modellberechnung.....	73
6 Diskussion.....	80
7 Zusammenfassung und Ausblick.....	81
8 Literaturverzeichnis	83
9 Anhang	86

NOMENKLATUR

Abkürzungen

AC	Alternating Current - Wechselstrom
APG	Austrian Power Grid
Bez.	Bezeichnung
BTM	Behind the meter
d.h.	das heißt
DC	Direct Current - Gleichstrom
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU	Europäische Union
FHU	Fraunhofer UMSICHT
G2H	Gas-to-Heat
G2PH	Gas-to-Power-and-Heat
ggf.	gegebenenfalls
GuD	Gas und Dampf
HyFlow-Modell	Hybrid load-flow Model - hybrids Lastflussmodell
i.d.R.	in der Regel
IT	Informationstechnologie
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Min.	Minute
Nr.	Nummer
P2GH	Power-to-Gas-and-Heat
P2H	Power-to-Heat

Nomenklatur

PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
RMI	Rocky Mountain Institute
SDL	Speicherdienstleistung(en)
SN	Speichernutzung
SRL	Sekundärregelleistung
TRL	Tertiärregelleistung
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜN	Übertragungsnetz
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
VDE	Verband der Elektrotechnik
vgl.	vergleiche
VN	Verteilnetz
Wh	Wattstunden
WK	Windkraft

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Wirtschaftlichkeit von kombinierten Speicherdienstleistungen [5]	9
Abbildung 2: Zeitlicher Einsatz von Regelleistung [11]	16
Abbildung 3: Ergebnis der Deckungsbeitragssimulation [11]	23
Abbildung 4: Vergleich von Hybridknoten [26]	37
Abbildung 5: Beispiel für Zellenlayout	40
Abbildung 6: Richtiger und falscher Einsatz von Slack-Knoten	43
Abbildung 7: Ablauf der DC-Lastflussrechnung [27]	50
Abbildung 8: Ablauf der Modellberechnung	56
Abbildung 9: Berechnungsablauf Ausgleich eigener Zellspeicher	57
Abbildung 10: Einsatz zelldienliches P2H Hybridelement	58
Abbildung 11: Berechnungsablauf Ausgleich Interzellular Ebene 1_1	60
Abbildung 12: Berechnung der Lade-/ Entladekapazität	61
Abbildung 13: Berechnung Ausgleich interzellular Ebene 1_1 Fall 2	61
Abbildung 14: Berechnung Ausgleich interzellular Ebene 1_2	63
Abbildung 15: Aktivierung systemdienlicher Hybridelemente	65
Abbildung 16: Möglicher Leistungsbereich eines Hybridelements	66
Abbildung 17: Erzeugte Energie eines Hybridelementes	66
Abbildung 18: Speicherstandänderung durch Einsatz von PRL	75
Abbildung 19: Speicherstandverlauf Jänner	76
Abbildung 20: Speicherstandverlauf Juli	76
Abbildung 21: Speicherstandänderung durch Einsatz von SRL	77
Abbildung 22: Speicherstandverlauf in unterschiedlichen Quartalen	78
Abbildung 23: Fernwärmenetz Leoben	86
Abbildung 24: Fernwärmenetz Leoben Modellierung	87
Abbildung 25: Gasnetz Leoben	88
Abbildung 26: Gasnetz Leoben Modellierung	89
Abbildung 27: Stromnetz Leoben	90
Abbildung 28: Stromnetz Leoben Modellierung	91

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Speichieranwendungen und Märkte [5].....	5
Tabelle 2: Zusammenfassung Speicherdienstleistung Regel- und Ausgleichsenergie	24
Tabelle 3: Zusammenfassung Speicherdienstleistung Infrastrukturentlastung.....	25
Tabelle 4: Zusammenfassung Speicherdienstleistung Arbitrage	26
Tabelle 5: Zusammenfassung Speicherdienstleistungen und Stakeholder.....	27
Tabelle 6: Zeitlicher Ablauf der Bereitstellung von Regelleistung [12].....	27
Tabelle 7: Klassifizierung von Energiespeicher nach Sterner und Stadler [12].....	35
Tabelle 8: Klassifizierung von Energiespeichern nach VDE [24].....	36
Tabelle 9: Parameter Energiespeicher	43
Tabelle 10: Parameter Hybridknoten.....	45
Tabelle 11: Sonstige Parameter	46
Tabelle 12: Eingabeparameter der DC-Lastflussrechnung.....	50
Tabelle 13: Ausgabeparameter der DC-Lastflussrechnung.....	51
Tabelle 14: Parameterzuordnung in Excel® für Speicher und Hybridelemente.....	53
Tabelle 15: Netzparameter Ebene-1-Netz.....	54
Tabelle 16: Überprüfungen im Rahmen des Input Checks.....	55
Tabelle 17: Beispiel zur Aktivierung von systemdienlichen Hybridelemente	68
Tabelle 18: Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisparameter	70
Tabelle 19: Übersicht Regelenergiemärkte.....	74
Tabelle 20: Durchschnittliche Speicherauslastung.....	74
Tabelle 21: Saldo aus PRL und Speicherstand bei variablen PRL Einsatz	92

1 EINLEITUNG

Die europäische Energiewirtschaft befindet sich seit dem Ende der 1990er Jahre im kontinuierlichen Umbruch. Hauptverantwortlich dafür ist eine Vielzahl politischer und gesellschaftlicher Entscheidungen auf nationaler Ebene, als auch Entscheidungen der EU (z.B. Marktliberalisierung) und auf globaler Ebene. Unter dem Überbegriff Energiewende wird eine Vielzahl von Maßnahmen zusammengefasst. Das umfasst z.B. der Ausbau erneuerbarer Energien und die Steigerung der Energieeffizienz. Diese Maßnahmen führen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern, sowie einer Senkung des Gesamtenergiebedarfs. Der im Oktober 2014 von Staats- und Regierungschefs der europäischen Union (EU) beschlossene, langfristige Rahmen für Klima und Energiepolitik, sieht bis zum Jahr 2030 folgende Hauptziele im Bereich der Klima- und Energiepolitik vor: [1]

- Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % im Vergleich zum Jahr 1990.
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf mindestens 27 %. Das Ziel wurde im Juni 2018 auf 32 % revidiert. [2]
- Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 27 %.

Die genannten Ziele sind Zwischenziele, längerfristig wird seitens der EU bis zum Jahr 2050 die Senkung der Treibhausgasemissionen um 80-95 % im Vergleich zum Jahr 1990 angestrebt. [3]

Um diese ambitionierten Ziele erreichen zu können, müssen erneuerbare Energien stark ausgebaut werden. So hat z.B. Deutschland hat in den vergangenen Jahren die Erzeugungskapazitäten im Bereich der Photovoltaik (PV) und Windkraft (WK) sehr stark ausgebaut. [4] Die hohe Fluktuation von PV und WK in Abhängigkeit von Wetter, Tages- und Jahreszeit führen vermehrt zu Engpässen im Stromvertei- und Übertragungsnetz. Diese Problematik wird in Zukunft auch andere Länder betreffen, die eine erhöhte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anstreben. Um Engpässen im Stromvertei- und Übertragungsnetz entgegen zu wirken, existieren eine Reihe unterschiedlichster Maßnahmen, die in den letzten Jahren verstärkt in den Fokus der Forschung rückten. Die Abregelung erneuerbarer Erzeuger ist eine leicht umzusetzende Maßnahme, die von Verteil- oder Übertragungsnetzbetreibern im Notfall eingesetzt werden kann, um Netzüberlastungen zu verhindern. Die Abregelung erneuerbarer Energien ist allerdings dem Ziel einer Treibhausgasemissionssenkung nicht dienlich, weshalb sie nur in Ausnahmefällen sinnvoll erscheint. Eine Alternative stellt der Ausbau von Speichern dar, welche in Zeiten von Stromüberschüssen Energie einspeichern und in Zeiten von Strommangel Energie ausspeichern. Unter dem Begriff Demand-Side-

Management versteht man die Anpassung des Stromverbrauches an die Verfügbarkeit elektrischer Energie. Die drei genannten Maßnahmen zielen auf die Beeinflussung der Stromerzeugung bzw. des Stromverbrauches ab. Im Bereich von Stromnetzen gibt es zwei weitere Forschungsansätze Smart-Grid und Hybrid-Grid. Der Bereich Smart-Grid versucht mit Hilfe von Informations- und Telekommunikationssystemen, in Kombination von Demand-Side-Management, Erzeuger und Verbraucher im Stromnetz zu vernetzen, um dem Stromverbrauch zu flexibilisieren und an die schwankende Erzeugung erneuerbarer Energien anzupassen. Demgegenüber steht der Hybrid-Grid Ansatz, der unterschiedliche Energieträger über Konversionsanlagen miteinander verknüpft. Mit diesem Ansatz kann beispielsweise ein Stromüberschuss zur Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff eingesetzt werden. Im Fall eines Strommangels kann der gespeicherte Wasserstoff rückverstromt werden.

Die Kombination mehrerer genannter Maßnahmen ist anzustreben, um trotz der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien, eine stabile, zuverlässige und wirtschaftliche Stromversorgung sicherzustellen.

2 AUFGABENSTELLUNG UND VORGEHENSWEISE

Die Bearbeitung der im folgenden beschriebenen Aufgabenstellung erfolgte teilweise in Zusammenarbeit mit Kommilitone Lukas Matthias Leitner. Insbesondere die Programmierung und Modellierung des beschriebenen Modells erfolgte gemeinsam.

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Rechenmodells, zur Bilanzierung eines hybriden Netzes, auf Basis des zellularen Ansatzes. Der Energieträger Strom ist dabei besonders im Fokus. Folgende Eigenschaften sollen im Modell enthalten sein:

- Das Modell beinhaltet Zellen mit einer Residuallast und Netze für die Energieträger Strom, Wärme und Gas um den betrachteten Bilanzraum abzubilden.
- Einzelne Zellen (Ebene-1) können dabei zu einer übergeordneten Zelle (Ebene-2) anhand unterschiedlichster Kriterien (z.B. Netztopologie, Region) gruppiert werden, wodurch das Modell in unterschiedlichsten Größenordnungen eingesetzt werden kann.
- Die Strom-, Wärme- und Gas-Lastflüsse zwischen den Zellen sollen mit Hilfe einer für den jeweiligen Energieträger hinreichend genauen Lastflussrechnung berechnet werden.
- In der untersten Zellebene-1 soll die Möglichkeit bestehen, für jeden Energieträger einen Speicher sowie Hybridknoten zu definieren. Der Energiespeicher dient dem zeitlichen Ausgleich von positiver und negativer Residuallast und definiert sich über Speicherkapazität, Ein-/ Ausspeicherleistung, sowie Wirkungsgrade bezogen auf den Ein-/ Ausspeichervorgang und Zeit. Ein Hybridknoten wandelt einen Energieträger in einen oder mehrere andere Energieträger um. Ein Hybridknoten definiert sich über die Umwandlungsleistung, Umwandlungswirkungsgrade sowie bei Großanlagen über An-/ Abfahrgradienten. Speicher und Hybridknoten sollen als zelldienlich oder systemdienlich definiert werden können.
- Das Modell soll in 15 Minuten (Min.) Schritten aufgelöst sein und bis zu einem Kalenderjahr bilanzieren können (ca. 35000 Zeitschritte). Die zeitliche Auflösung soll in Abhängigkeit der Anforderungen variiert werden können.

Mit dem Modell wird ein, in Kapitel 5.1 definiertes, Szenario berechnet. Das Ergebnis der Modellberechnung liefert zeitlich aufgelöste Speicherstände für jeden Energiespeicher. Die Auswertung der zeitlichen Auflösung von Speicherständen zeigt ungenutzte Kapazitäten auf, für deren Nutzung alternative Szenarien im Vergleich zur Nichtnutzung erarbeitet werden sollen.

Zur Bearbeitung der Aufgabenstellung wurden folgende Hauptaufgabenblöcke bearbeitet:

Literaturrecherche

Den ersten Teil der Arbeit bildet eine umfangreiche Literaturrecherche zum Thema Speicherdienstleistungen (SDL) und deren unterschiedliche Kombinationsmöglichkeiten. Dazu werden Veröffentlichungen verschiedener Forschungseinrichtungen untersucht und deren unterschiedliche Sichtweisen zu möglichen Kombinationen von Speicherdienstleistungen und profitierenden Stakeholdern dargestellt.

Im zweiten Teil wird der Speicherdienstleistungsmarkt Regelenenergie betrachtet. Dazu werden die unterschiedlichen Formen von Regelenenergie sowie die Marktzugangsvoraussetzungen in Österreich analysiert.

Der dritte Teil der Literaturrecherche umfasst die Komponenten für die Modellierungsaufgabe. Dies umfasst die Bereiche Lastflussrechnung in Stromnetzen, Hybridknoten, Energiespeicher sowie den zellularen Ansatz.

Modellierung

Auf Basis der in der Aufgabenstellung definierten Anforderungen ist ein Modell in MATLAB® in Zusammenarbeit mit Kommilitone Lukas Matthias Leitner zu programmieren.

Modellberechnung und Ergebnisverwendung

Die Berechnung der zeitlichen Auslastung der Energiespeicher beruht auf einem Szenario, welches in Kapitel 5.1 dargestellt ist.

Einsatzszenarien für Stromspeicher

Für ungenützte Stromspeicherkapazitäten, die sich aus der Berechnung des Szenarios ergeben, sollen zusätzliche, mögliche Nutzungsszenarien für ungenutzte Speicherkapazitäten auf Basis der potentiellen Märkte für Speicherdienstleistungen erarbeitet werden.

3 THEORETISCHER HINTERGRUND

In den folgenden Unterkapiteln werden wesentliche theoretische Grundlagen dieser Arbeit erläutert. Eingangs werden unterschiedliche Studien zu Speicherdienstleistungen und Märkten verglichen, welche die Grundlage für eine für die Arbeit zweckdienliche Definition von Speicherdienstleistungen bilden. Zusätzlich wird der, zum Zeitpunkt der Masterarbeitsverfassung, für Speicherdienstleistungen zugängliche Markt für Regelenergie betrachtet. Abschließend werden die wesentlichen Komponenten der Modellierungsaufgabe definiert.

3.1 Speicherdienstleistungen und Märkte

Im folgenden Abschnitt werden drei Studien zu Speicherdienstleistungen und Märkten analysiert. Die unterschiedlichen Speicherdienstleistungen und Stakeholder sowie die Berücksichtigung der Kombination von Speicherdienstleistungen wird dabei betrachtet. Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen wird eine neue Definition für Speicherdienstleistungen eingeführt.

3.1.1 Rocky Mountain Institute

Das Rocky Mountain Institute (RMI) betrachtet in ihrer Studie „Die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern“, welche sich aus akademischen und industriellen Quellen zusammensetzt, ausschließlich Batteriespeicher. In der Studie wird auf Basis definierter Anwendungsfälle (vgl. Seite 9) dargestellt, wie sich die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern durch Kombination unterschiedlicher Speicherdienstleistungen verändert.

Tabelle 1: Speichieranwendungen und Märkte [5]

Stakeholder	Speicherdienstleistung	Ü	VN	BTM
Kunden Serviceleistungen	Backup Stromversorgung	X	X	✓
	Erhöhter PV-Eigenverbrauch	X	X	✓
	niedrigerer Strombezug	X	X	✓
	Flexibilität bei zeitvariablen Tarifen	X	X	✓
Energieversorger, Netzdienstleistungen	Reduktion Verteilnetzausbau	X	✓	✓

Die im Folgenden beschriebenen Speicherdienstleistungen können grundsätzlich auf allen drei Netzebenen Übertragungsnetz (Ü), Verteilnetz (VN) und Behind the Meter (BTM) erbracht

werden, Ausnahmen sind in Tabelle 1 dargestellt. [5] Im folgenden Abschnitt werden die verschiedenen Dienstleistungen für die drei Stakeholdergruppen „Endverbraucher“, „Elektrizitätsversorger“ und „Regulator/ Regelzonenführer“ detailliert betrachtet.

Serviceleistungen durch den Endverbraucher

Die nachfolgend genannten Serviceleistungen bieten monetäre Vorteile für den Endverbraucher, vorausgesetzt der Elektrizitätsspeicher befindet sich BTM. Die Bereitstellung dieser Services durch den Endverbraucher kann auch für den Regulator/ Regelzonenführer sowie den Elektrizitätsversorger/ Netzdienstleister Vorteile bieten. Folgende Serviceleistungen können durch den Endverbraucher erbracht werden: [5]

- **Backup Stromversorgung**
Im Fall eines Stromnetzausfalles können Stromspeicher, in Kombination mit lokalen Notstromaggregaten, Notstrom für verschiedenste Szenarien zur Verfügung stellen. Der Zeitrahmen reicht dabei von kurzfristiger Spannungsstabilisierung im industriellen Bereich bis zur Deckung eines Tagesbedarfs bei Privatkunden.
- **Erhöhter PV-Eigenverbrauch**
Das Ziel des Endverbrauchers ist es mittels Stromspeicher den größtmöglichen Teil des BTM erzeugten PV-Stroms selbst zu nutzen oder im Stromspeicher einzuspeichern. Damit lassen sich für den Endverbraucher monetäre Nachteile durch unvorteilhafte Gebührenmodelle seitens des Elektrizitätsversorgers (z.B. keine Einspeisetarife) minimieren oder vermeiden.
- **Niedrigerer Strombezug**
Das RMI definiert diesen Fall analog zum Fall Backup Stromversorgung. In den praktischen Anwendungsfällen wird der niedrigere Strombezug folgendermaßen beschrieben: Es wird versucht Lastspitzen eines Verbrauchers, die im Tagesverlauf auftreten, mit Hilfe eines Batteriespeichers unter vorgegebene Schwellwerte zu senken. Die Schwellwerte ergeben sich durch die Gebühren für eine bestimmte Anschlussleistung.
- **Flexibilität bei zeitvariablen Tarifen**
Kunden können durch die Nutzung von Batteriespeichern ihre Kosten reduzieren, indem sie den Strombezug aus dem Stromnetz in Spitzenlastzeiten bei hohen Preisen in Richtung Zeiten niedrigerer Lasten und Strompreise verschieben. Um als Endverbraucher von zeitvariablen Tarifen profitieren zu können, sind Smart-Meter essentiell. Bis zum Jahr 2022 sollen 95 % der österreichischen Haushalte mit Smart-Meter ausgerüstet sein. [6] Zeitvariable Tarife in Kombination mit Smart-Metern fördern die Integration erneuerbarer Energien. Der Endverbraucher

wird angeregt Strom in Zeiten geringer Strompreise zu nutzen, während in Zeiten hoher Strompreise ein Anreiz besteht den Stromverbrauch gering zu halten. [7]

Elektrizitätsversorger - Netzdienstleistungen

Netzdienstleistungen können in zwei Kategorien eingeteilt werden, die sich durch das zeitliche Auftreten von Ereignissen unterscheiden. Der Aufschub des Übertragungs- und Verteilnetzausbaues hat einen zeitlich langfristigen Fokus, während die Reduktion von Überlasten im Netz und Ressourcenkapazitätspuffer die Systemvoraussetzungen auf Tagesbasis erfüllen müssen. Folgende Netzdienstleistungen kann ein Stromspeicher für den Elektrizitätsversorger erbringen: [5]

- **Reduktion Verteilnetzausbau**
Der Vorteil ergibt sich durch Verzögerung, Reduzierung des Umfangs, oder die gänzliche Vermeidung von notwendigen Investitionen in das Verteilnetz, um das vorhergesagte Wachstum des Stromverbrauchs bedienen zu können. Der Bedarf zum Ausbau des Verteilnetzes ergibt sich aus Spitzenlasten, die zeitlich sehr selten auftreten und in der Regel (i.d.R.) vorhersehbar sind.
- **Reduktion Übertragungsnetzausbau**
Mit Hilfe von Speichern kann eine Verzögerung, Reduzierung des Umfangs oder die gänzliche Vermeidung von notwendigen Investitionen in das Übertragungsnetz erreicht werden, um das vorhergesagte Wachstum des Stromverbrauchs bedienen zu können. Der Bedarf zum Ausbau von Übertragungsnetzen ergibt sich aus dem Bedarf für neue Übertragungsnetzkapazitäten oder Überlasten im Übertragungsnetz.
- **Reduktion von Überlasten im Netz**
Elektrizitätsversorger müssen den Regulator zu bestimmten Zeiten bezahlen, wenn sie stark belastete Übertragungsleitungen für die Elektrizitätsübertragung benötigen. Energiespeicher können am Ende einer Übertragungsleitung platziert, bei hoher Belastung der Übertragungsleitung entladen werden, um damit die Übertragungsleitung zu entlasten.
- **Ressourcenkapazitätspuffer**
Anstatt in Spitzenlastkraftwerke, wie beispielsweise Gas- und Dampf- (GuD) Kraftwerk, zur Abdeckung von Spitzenlasten, kann der Elektrizitätsversorger in Speicher investieren, um Investitionen in Kraftwerke zeitlich zu verschieben oder den Bedarf an Elektrizitätserzeugungskapazität zu minimieren.

Regulator/ Regelzonenführer

Die Speicherdienstleistungen können unter Umständen auch vorteilhaft für den Regulator bzw. Regelzonenführer sein. Dies ist beispielsweise in Märkten der Fall, die nicht liberalisiert sind und in denen der Elektrizitätsversorger stark vertikal integriert ist. Die mögliche Einsatzzeit der Speicherdienstleistung variiert stark. In liberalisierten Märkten werden Erzeugungskapazitäten und Speicherdienstleistungen gehandelt. Auf Basis der Merit-Order wird der Strombedarf durch die Kombination verfügbarer Kraftwerkskapazitäten und Speicherdienstleistungen auf Basis minimaler Erzeugungskosten gedeckt. Die folgenden Dienstleistungen können von Stromspeichern für den Regulator/ Regelzonenführer erbracht werden: [5]

- **Arbitrage**
Arbitrage ist der Gewinn durch Ausnutzen einer möglichst hohen Preisdifferenz zwischen dem Kauf und der Speicherung von Elektrizität (in Zeiten niedriger Standortgrenzpreise, z.B. in der Nacht) und dem Verkauf von Elektrizität in Zeiten maximaler Standortgrenzpreise (z.B. Spitzenlastzeit). Der Betrieb als Lastfolger zum Ausgleich der Differenz zwischen der geplanten Erzeugung, tatsächlichen Erzeugung und des gegenwärtigen Bedarfs fällt ebenfalls in die Kategorie Arbitrage.
- **Reserveleistung**
Bei der Betrachtung der Reserveleistung werden folgende zwei Fälle unterschieden:
 - **Spin-Reserve:** Dabei handelt es sich um Generatorkapazitäten, die bereits in das Stromnetz einspeisen und in der Lage sind, auf unvorhersehbare Ereignisse im Stromnetz (z.B. ungeplanter Kraftwerksausfall) zu reagieren.
 - **Non-Spin-Reserve:** Dieser Terminus beschreibt Generatorkapazitäten, die kurzfristig (typischerweise unter zehn Minuten) auf unvorhersehbare Ereignisse im Stromnetz reagieren können, aber nicht unverzüglich verfügbar sind.
- **Frequenzregulierung**
Für weitere Informationen siehe Abschnitt „Bereitstellung von Regelenergie“ ab Seite 16.
- **Spannungsunterstützung**
Die Stromnetzspannung muss sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz innerhalb eines akzeptablen Spannungsbandes gehalten werden. Damit wird sichergestellt, dass die Wirk- und Blindleistungserzeugung mit dem aktuellen Bedarf übereinstimmt. Die Spannungsunterstützung stellt einen zuverlässigen und kontinuierlichen Stromfluss über das Stromnetz sicher. Gemäß EN 50160:2007 beträgt

das zulässige Spannungsband bei normalen Betriebsbedingungen in der Niederspannungsebene +/- 10 % unter Bezugnahme auf die Nennspannung. Dieses Spannungsband muss innerhalb einer Woche zu 95 % eingehalten werden. Für die verbleibenden 5 % darf sich das Spannungsband im Bereich von -15 % bis +10 % der Nennspannung befinden. Zur Bestimmung der Spannungshöhe wird der 10-Minuten-Mittelwert des Spannungseffektivwertes verwendet. [8]

- Schwarzstartfähigkeit

Im Fall eines Netzausfalles werden schwarzstartfähige Stromerzeuger (Speicher oder Kraftwerke) benötigt, um nicht schwarzstartfähige Kraftwerke anfahren zu können und damit das lokale Stromnetz wieder aufbauen zu können.

Das Ergebnis der Studie sind vier Anwendungsfälle, für die die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern durch Kombination von unterschiedlichen Speicherdienstleistungen dargestellt wird. Ein Anwendungsfall für Batteriespeicher ist die Verringerung des Strombezugs eines Hotels in Kalifornien. Die Residuallast des Hotels überschreitet morgens und abends die Schwelle von 500 kW, was zu höheren Gebühren für kommerzielle Verbraucher führt. Die primäre Aufgabe des Batteriespeichers ist es, die Residuallast des Hotels auf maximal 500 kW zu limitieren. Für den Zeitraum in dem der Batteriespeicher ungenutzt ist, wird der Speicher zur Frequenzregelung, als Reserveleistungs-, Ressourcenkapazitätspuffer- und für Arbitragegeschäfte eingesetzt. Die Wirtschaftlichkeit für diesen Anwendungsfall ist in Abbildung 1 dargestellt. [5]

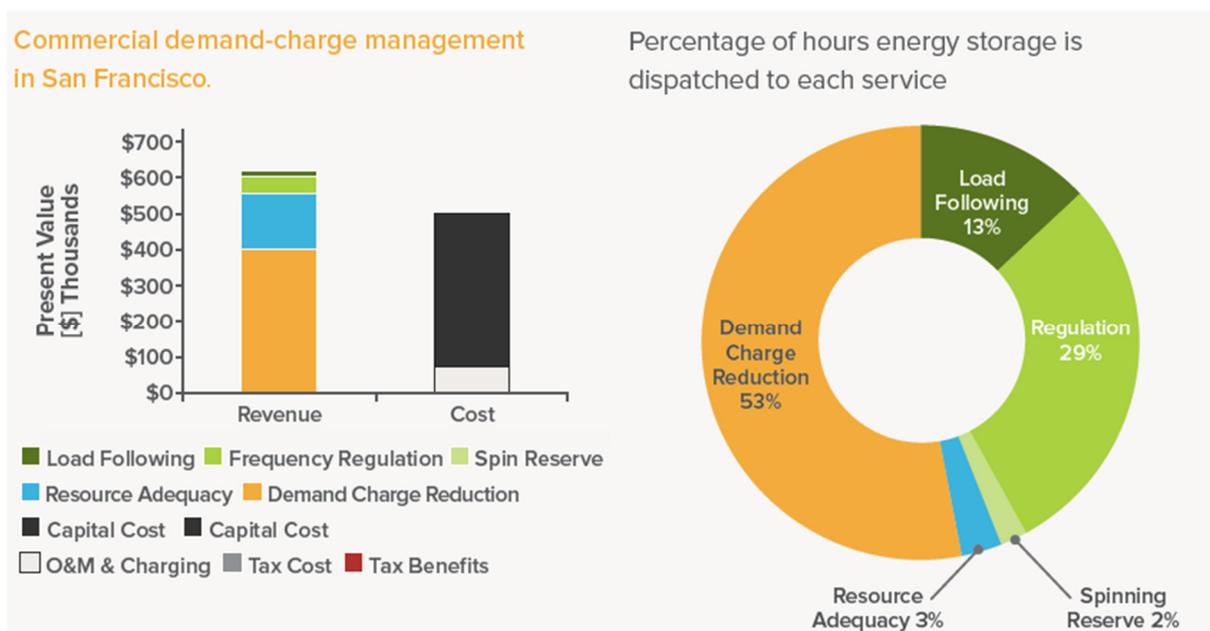


Abbildung 1: Wirtschaftlichkeit von kombinierten Speicherdienstleistungen [5]

Durch die Kombination der Speicherdienstleistungen ist das Investment in einen Speicher als positiv zu bewerten. Die Autoren weisen darauf hin, dass es bis zum Zeitpunkt der Publikation im Oktober 2015 keinen Geschäftsfall für die Kombination mehrerer Speicherdienstleistungen gibt. [5]

3.1.2 Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik

Die Studie „Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie“ von Fraunhofer-UMSICHT (FHU) betrachtet die technischen Anforderungen, den ökonomischen Nutzen und reale Einsatzszenarien für Stromspeicher. Die Studie fokussiert sich auf den deutschen Strommarkt und versucht Lösungen für Probleme zu finden, die durch den Ausbau erneuerbarer Energien entstanden sind. Daraus ergibt sich eine technisch-wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichern, die technische Anforderungen an die Stromspeicher, Betriebsvarianten bzw. Strategien und Zielinvestitionskosten enthält. Die Kombination unterschiedlicher Betriebsstrategien wird dabei nicht berücksichtigt. FHU unterscheidet die möglichen Speicherdienstleistungen „erzeugernah“, „verbrauchernah“ und „im Netz“, welche im Folgenden näher betrachtet werden. [9]

Erzeugernahe Speicherdienstleistungen

Stromerzeuger können in zwei unterschiedliche Gruppen kategorisiert werden: [9]

- Fluktuierende Stromerzeuger (Windenergie, PV)
- Planbare Stromerzeuger (Laufwasser, Biomasse, konventionelle Kraftwerke)

FHU fokussiert sich in der Studie auf zukünftige Einsatzorte von Stromspeichern. Durch den damit verbundenen Flexibilisierungsbedarf werden ausschließlich Stromspeicher für fluktuierende Stromerzeuger betrachtet: [9]

- Vermarktung von Windstrom
Der Stromspeicher dient dabei zur zeitlichen Entkopplung der Stromeinspeisung und der Stromerzeugung. Durch zwischengespeicherten Strom im Speicher kann der Strom am Day-Ahead-Spotmarkt gehandelt werden.
- Vermeidung von Einspeisemanagement
Bei Starkwind treten häufig Netzüberlastungen durch die hohe Stromerzeugung von Windkraftanlagen auf. Die Folge ist die Abregelung bzw. Abschaltung von Windkraftanlagen. Ein Stromspeicher in der Nähe von Windkraftanlagen kann überschüssigen Strom in Starkwindzeiten aufnehmen und in Schwachwindzeiten abgeben. Im Jahr 2017 betrug die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement in Deutschland 5,5 TWh, ein starker Anstieg im Vergleich zum Jahr 2016 mit einer Ausfallarbeit von 3,7 TWh.

Die Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber stiegen von 373 Mio. € im Jahr 2016 auf 610 Mio. € im Jahr 2017. [10]

- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Fahrplan

Anlagen bzw. Anlagenverbände mit einer Nennleistung größer 10 MW müssen nach spanischem EEG eine stundenscharfe Prognose, bei einem Toleranzband von +/- 20 %, für die am Folgetag geplante Einspeisung abgeben. Befindet sich die tatsächlich eingespeiste Strommenge außerhalb des angegebenen Toleranzbandes, fallen für die zu viel bzw. zu wenig eingespeiste Strommenge Strafgebühren an. Ein Stromspeicher kann unterstützend mitwirken, um die tatsächliche Einspeisung in das Stromnetz innerhalb des angegebenen Toleranzbandes zu halten.

Verbrauchernahe Speicherdienstleistungen

Der größte Stromverbraucher in Deutschland ist die Industrie, mit einem Anteil von knapp unter 50 % am deutschen Stromverbrauch. Aufgrund vieler Anwendungsmöglichkeiten und industriespezifischer Anforderungen wird diese Verbrauchergruppe nicht weiter betrachtet, obwohl großes Potential für Speichieranwendungen besteht. Stattdessen wird die relativ homogene Verbrauchergruppe Haushalte betrachtet. Mit einem Anteil von knapp über einem Viertel am deutschen Stromverbrauch stellt sie die zweitgrößte Verbrauchergruppe dar. Zukünftig wird erwartet, dass innertägige Strompreisschwankungen im Großhandelsmarkt an Verbraucher weitergegeben werden. Die Strompreisschwankungen können wirtschaftlich genutzt werden: [9]

- Haushaltsnahe Speicherdienstleistungen

Ein Energiespeicher kann auf die resultierende Lastkurve eines Haushaltes im Fall eines Einspeichervorgangs lasterhöhend, im Fall eines Ausspeichervorgangs lastvermindernd wirken. Der gleiche Effekt kann auch durch Lastverschiebung erreicht werden, das heißt (d.h.) das Einschalten einer Last wird vorgezogen oder verzögert.

Die verschiebbare Last kann als virtueller Energiespeicher betrachtet werden. Mögliche Speicherdienstleistungen sind die Reduzierung der Spitzenlast, Lastverlagerung in Niedertarifphasen oder Maximierung der EEG-Vergütung durch eine PV-Anlage. Potentielle, verschiebbare Haushaltslasten sind z.B. Kühl-, Gefrierschränke, Waschmaschinen, Trockner, elektrisch beheizte Warmwasserspeicher, Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen. Eine Rückspeisung der Energie erfolgt dabei nicht. Die Lastverschiebung ist aufgrund des besseren Wirkungsgrades der Einspeicherung von Energie vorzuziehen, wobei Komfortverluste auftreten können. Die Bereitstellung von Regelenergie durch

Haushalte wird aufgrund der benötigten dynamischen IT-Infrastruktur zum Zeitpunkt der Studiererstellung als unrealistisch eingeschätzt.

- **Energiespeichertypen im Haushalt**

Neben zeitlich verschiebbaren Haushaltslasten und oben beschriebenen thermischen Speichern können elektrochemische Energiespeicher eingesetzt werden. Einsatzgebiete für Stromspeicher sind einerseits die Zwischenspeicherung von PV-Strom für den Eigenbedarf, andererseits die zeitliche Verlagerung des Strombezugs aus dem Stromnetz in Niedrigpreisphasen.

Speicherdienstleistungen im Netz

Speicherdienstleistungen im Netz können zentral oder dezentral erbracht werden. Zentrale Speicherdienstleistungen im Netz können folgendermaßen erbracht werden: [9]

- **Handel am Day-Ahead-Spotmarkt**

Stromspeicher können in Zeiten niedriger Strompreise Strom kaufen und einspeichern, bei hohen Strompreisen ausspeichern und verkaufen. Der Gewinn steigt mit der Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis. Gleichzeitig ergibt sich aufgrund des Merit-Order-Effektes auch ein systemischer Nutzen. Bei großem Angebot an erneuerbaren Energien sinkt tendenziell der Spotpreis. Die erneuerbaren Energien mit Grenzkosten nahe Null verdrängen konventionelle Kraftwerke mit den höchsten Grenzkosten, der Spotpreis sinkt. Das Absinken veranlasst am Spotmarkt agierende Speicher Strom zu kaufen und einzuspeichern. Dadurch kann die Integration erneuerbarer Energien verbessert werden, da konventionelle Kraftwerke weniger stark heruntergeregelt werden müssen und somit längere Zeit im optimalen Betriebspunkt gefahren werden können.

- **Bereitstellung von Regelenergie**

Für weitere Informationen siehe Abschnitt „Bereitstellung von Regelenergie“ auf Seite 16.

- **Zentrale Vermarktungsunterstützung für EEG-Strom beim Übertragungsnetzbetreiber**

Das Einspeiseverhalten von erneuerbaren Energien ist nicht steuerbar. Für den Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreiber, welcher als Abnehmer für den Anlagenbetreiber auftritt, ist es nicht möglich den Strom gezielt am Spotmarkt zu platzieren. Die Differenz zwischen dem am Spotmarkt erzielten Preis und der EEG-Vergütung bildet die EEG-Umlage. Mittels Stromspeicher könnte die Erzeugung erneuerbarer Energien in Hochpreiszeiten verschoben werden. Durch den höheren Spotmarktpreis sinkt im Gegenzug die EEG-Umlage. Weiters kann mittels Stromspeicher der Prognosefehler, betreffend der Einspeisung erneuerbarer Energien,

ausgeglichen werden. Für den Übertragungsnetzbetreiber ergibt sich der Vorteil, dass weniger Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis benötigt wird.

Dezentrale Speicherdienstleistungen im Netz können folgendermaßen erbracht werden: [9]

- **Auslastungsbeeinflussung, Vermeidung von Netzausbau**
Je nach Leistung speisen erneuerbare Energien in unterschiedliche Netzebenen ein. Stromspeicher können helfen Spitzenbelastungen durch Einspeicherung in Engpasszeiten zu minimieren. Die Ausspeicherung kann in Zeiten niedrigerer Netzauslastung erfolgen. Die Kombination von erneuerbaren Energien mit dezentralen Stromspeichern dient zur Steuerung von Lastflüssen bzw. Auslastungsbeeinflussung von Verteilnetzen.
- **Beitrag zu Systemdienstleistungen**
Mögliche Systemdienstleistungen, die durch Speicher erbracht werden können sind Spannungs-, Frequenzhaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung. Besonders geeignet sind dezentrale Stromspeicher zur Spannungshaltung, da Blindleistungen nicht über große Distanzen transportiert werden können. Somit muss die Blindleistung möglichst lokal ausgeglichen werden, um das vorgegebene Spannungsband einhalten zu können.
- **Energiemanagement, Lastmanagement**
Mit Hilfe verbesserter Kommunikationstechnik können viele dezentrale Stromspeicher mit geringer Kapazität im Verbund die gleichen Netzdienstleistungen wie große, zentrale Stromspeicher auf unterschiedlichsten Ebenen des Stromnetzes erbringen.
- **Pufferung der Ladeleistung der Infrastruktur für Elektromobilität**
Um Bedarfsspitzen, bedingt durch das Laden von Elektroautos, zu minimieren, können dezentrale Energiespeicher eingesetzt werden. Die steigende Anzahl an Elektroautos birgt ein großes, dezentrales Speicherpotential. Dieses Speicherpotential öffnet Netzbetreibern neue Geschäftsfelder bei der Nutzung der Batterien in Elektroautos für Netzdienstleistungen.
- **Unterbrechungsfreie Versorgung – Notstromversorgung**
Für öffentliche Institutionen (z.B. Krankenhaus) ist eine Notstromversorgung essentiell. Stromspeicher die als Notstromversorgung dienen, können zur Verringerung der Netzbelastung eingesetzt werden.

3.1.3 Verband der Elektrotechnik (VDE)

Der VDE betrachtet in der Studie „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene“ Speicheranwendungen in Deutschland bis zum Jahr 2025. Der Fokus liegt auf der

Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern auf Basis gegenwärtiger Rahmenbedingungen und dem Vergleich mit, zum Zeitpunkt der Studiererstellung im Mai 2015, gebräuchlichen alternativen Speichermöglichkeiten. Zusätzliche Erlöse durch Mehrfachnutzung sowie volkswirtschaftliche Aspekte werden nur ansatzweise berücksichtigt. Durch die Kombination von mehreren Anwendungsfällen kann die Wirtschaftlichkeit verbessert werden, dies muss im Einzelfall untersucht werden. Stromspeicher eignen sich in der Mittel & Niederspannungsebene für eine Vielzahl von Anwendungen, sofern die dafür notwendigen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Die Anwendungen beschränken sich nicht nur auf die Spannungsebene, in der der Stromspeicher an das Stromnetz angeschlossen ist. Eine Vielzahl potentieller Einsatzfelder von Stromspeicher, für unterschiedlichste Stakeholder, werden im Folgenden beschrieben. [11]

Verteilnetzbetreiber

Folgende Speicheranwendungen können aus der Sicht des Verteilnetzbetreibers erbracht werden: [11]

- **Vermeidung des Netzausbaues bei Überlastung**
Bei Entscheidungen zum Ausbau des Verteilnetzes wird der Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt. In der Vergangenheit waren ungleichmäßige Lasten auslegungsrelevant, in den letzten Jahren wurden dezentrale Stromerzeugungsanlagen wie z.B. PV oder WK dimensionierend, da diese eine korrelierende Gleichzeitigkeit aufweisen. Das Problem wird zusätzlich durch den Einspeisevorrang verschärft. Eine kostengünstige Lösung für Lastspitzen, die nur wenige Stunden pro Jahr auftreten bietet das Last- bzw. Erzeugungsmanagement. Für diese Maßnahmen fehlen allerdings die notwendigen Voraussetzungen. Batteriespeicher können bei sinnvoller Platzierung im Stromnetz zu einer Glättung der Lastflüsse beitragen und damit die zeitlich begrenzten Betriebsmittelüberlastungen vermeiden.
- **Zeitlicher Aufschub des Netzausbaus**
Die Entscheidungskriterien für den Ausbau von Netzen sind die aktuelle Netzbelastung und Anschlussbegehren von Kunden. Ein zu früher Netzausbau in Kombination mit verzögerter Nachfrageentwicklung und geänderter Kundenprojekte führt zu Überkapazitäten und damit zu unnötiger Kapitalbindung, die in anderen Netzregionen besser investiert sein könnte. Als Alternative zum Netzausbau können temporäre, mobile, flexible Speichersysteme eingesetzt werden, um zeitlich begrenzte Leistungsspitzen abzufangen und den Netzausbau zu verschieben.

- Spannungshaltung
Diese Speicherdienstleistung ist analog zum Abschnitt „Spannungsunterstützung“ auf Seite 8.
- Spannungsqualität - Flickerkompensation
Für weitere Informationen siehe „Spannungsqualität - Flickerkompensation“ auf Seite 22.
- Versorgungsqualität bei Inselbetrieb
Inselnetze sind mit dem Verteilnetz verbunden, können sich aber bei Störungen im Verteilnetz von diesem trennen und autark weiterbetrieben werden. Ein Inselnetz besteht i.d.R. aus wenigen Erzeugern und Verbrauchern, was besondere Anforderungen an die Betriebsführung des Inselnetzes stellt. Durch das Ein-/ Ausschalten großer Lasten kann es zu Spannungs-/ Frequenzschwankungen kommen und als Folge daraus zu einer Unterbrechung der Stromversorgung im Inselnetz. Speicher können in Inselnetzen eine wichtige Rolle beim Ausgleich schwankender Lasten einnehmen und damit zur Betriebssicherheit beitragen.
- Bereitstellung zusätzlicher Kurzschlussströme-/ Leistung
Die Kurzschlussleistung eines Stromnetzes ist ein Maß für die Spannungsstabilität und Störfestigkeit. Installierte Schutzsysteme im Netz sowie motorische Verbraucher benötigen zur Funktion ausreichend hohe Kurzschlussströme. Gegenwärtig liefern rotierende Generatoren die erforderlichen Kurzschlussströme bis zum siebenfachen des Nennstromes. Dezentrale Stromerzeuger liefern nur Kurzschlussströme, die geringfügig höher als der Nennstrom des Umrichters sind, was zukünftig die Funktion von Schutzsystemen und Motoren beeinträchtigen kann. Batteriespeicher in Kombination mit speziellen Umrichtern können höhere Kurzschlussströme liefern. Als Alternative zu Batteriespeichern können Schutzsysteme mit anderen Anregekriterien installiert bzw. Motoren frequenzgeregelt oder mittels kapazitivem Anlaufkompensator ausgestattet werden.
- Verlustminimierung
Die Übertragungsverluste in Stromnetzen steigen mit dem Quadrat des Stromes. Die Folgen sind erhöhte Alterung der Betriebsmittel und sinkende Effizienz der Versorgung. Mit Hilfe von Speichern können Lastflüsse geglättet und damit Netzverluste gesenkt werden. Dabei ist zu beachten, dass bei einem Ein-/ Ausspeichervorgang Verluste entstehen. Werden Speicher zur Überbrückung von Leitungsengpässen (vgl. „Vermeidung des Netzausbaus bei Überlastung“ auf Seite 14) eingesetzt, nehmen Netzverluste bedingt durch die höhere Auslastung der Betriebsmittel zu.

Übertragungsnetzbetreiber

Die Aufgabe des Übertragungsnetzbetreibers ist die Gewährleistung von Systemsicherheit. Um einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf jederzeit sicherzustellen, können folgende Speicherdienstleistungen erbracht werden: [11]

- Bereitstellung von Regelleistung

Für einen zuverlässigen Stromnetzbetrieb muss ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeuger und Stromverbraucher bestehen. Treten Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch auf, wird Regelleistung benötigt, um die Abweichung auszugleichen und zu hohen Frequenzabweichungen im Stromnetz entgegen zu wirken. Abweichungen können durch Störungen in Kraftwerken, Schwankungen im Einspeise- und Abnahmeverhalten oder Prognosefehlern bei erneuerbaren Energien hervorgerufen werden. Abbildung 2 zeigt den zeitlichen Einsatz von Regelenergie. Die höchstzulässige Frequenzabweichung beträgt gemäß EN-50160:2007 bei normalen Betriebsbedingungen im Verbundnetz +/- 1 % der Nennfrequenz und ist zu 99,5 % eines Jahres einzuhalten. Zu 100 % ist ein Frequenzband von -6 bis +4 % der Nennfrequenz einzuhalten. [8]

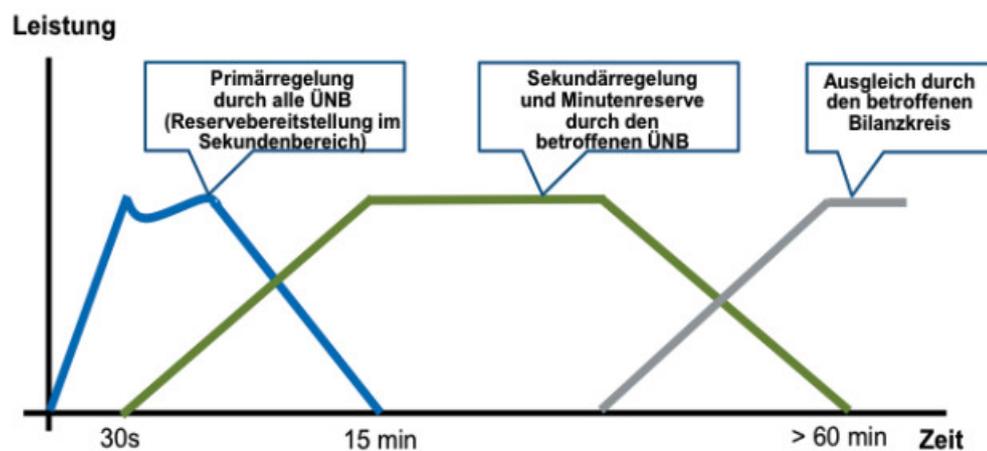


Abbildung 2: Zeitlicher Einsatz von Regelleistung [11]

Wie in Abbildung 2 ersichtlich, erfolgt der Einsatz von Regelenergie mittels mehrerer dynamisch und zeitlich zusammenwirkenden Regelleistungsarten:

- Bereitstellung von Momentanreserve

Tritt ein Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung auf, wird die Frequenzänderung durch die Trägheit rotierender Massen (Generator, Turbine) gedämpft. Die rotierenden Massen stellen einen Speicher dar, der bei geringsten Änderungen Energie aufnimmt oder abgibt. Die Momentanreserve ist eine systemimmanente Eigenschaft rotierender Massen, für die es zum Zeitpunkt der Studienverfassung keinen Markt gibt. Basiert die

Stromversorgung vorrangig auf erneuerbaren Energien, stehen weniger rotierende Massen im Netz zur Verfügung. Batteriespeicher mit schnellem Ansprechverhalten können zukünftig Momentanreserve im Stromnetz zur Verfügung stellen. Die Reaktionszeit zwischen dem Erkennen einer Frequenzabweichung und der Verfügbarkeit von Momentanreserve aus Batteriespeichern ist zu berücksichtigen.

- Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)

Im kontinentaleuropäischen Verbundsystem (UCTE-Netz) beträgt die vorgehaltene Primärregelleistung +/- 3000 MW, nach dem Solidarprinzip verteilt, über alle im Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) Gebiet synchron verbundenen Übertragungsnetzbetreiber. Nach dem Auftreten einer Frequenzabweichung erfolgt der Einsatz der Primärregelung innerhalb der ersten Sekunden. Die Primärregelleistung muss vollautomatisch innerhalb von 30 Sekunden aktiviert und bis zu 15 Minuten vorgehalten werden können. Zukünftig können sich kleine Erzeuger durch Aggregieren an Ausschreibungen für Primärregelenergie beteiligen, vorausgesetzt die technische Fähigkeit zur Lieferung der Leistung kann nachgewiesen werden. Alternativ zu Energiespeichern können sich erneuerbare Energie Kraftwerke, mittels gedrosseltem Betrieb, an der Primärregelung beteiligen.

- Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)

Im Gegensatz zur Primärregelung, ist die Sekundärregelleistung ausschließlich innerhalb der betroffenen Regelzone durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber bereitzustellen. Die Frequenzschwankung, bedingt durch den Einsatz der Primärregelung, ist wieder auf den entsprechenden Sollwert zurückzuführen. Im Gegensatz zur Primärregelleistung wird bei Ausschreibungen zur Sekundärregelleistung zwischen positiver und negativer Sekundärregelleistung differenziert. Die Mindestleistung zur Beteiligung an Ausschreibungen beträgt 5 MW. Die vereinbarte Sekundärregelleistung muss innerhalb von fünf Minuten vollständig zur Verfügung stehen. Batteriespeicher sind durch ihr schnelles Ansprechverhalten zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung geeignet. Kleine Speicher in der Verteilnetzebene können sich mittels Pooling an Ausschreibungen beteiligen. Die im Vergleich zur Primärregelung deutlich längere Einsatzzeit der Sekundärregelleistung setzt entsprechend größere Speicherkapazitäten voraus.

- Bereitstellung von Minutenreserve (Tertiärregelung)

Die Aufgabe der Minutenreserve ist die Ablöse der teuren und zeitlich begrenzten Sekundärregelleistung. Die Minutenreserve muss innerhalb von 15 Minuten aktivierbar sein und für mindestens 15 Minuten erbringbar sein, kann aber auch Zeiträume von mehreren Stunden abdecken. Die Minutenreserve stellt ein weiteres Einsatzgebiet im Bereich der Regelenergie dar. Zu berücksichtigen ist, dass beim Abruf von Minutenreserve, von längeren Einsatzzeiten auszugehen ist. Dies setzt entsprechende Speicherkapazitäten voraus.
- Ausgleich von Prognosefehler durch Übertragungsnetzbetreiber

Im Unterschied zu konventionellen Kraftwerken kann der Einsatz von erneuerbaren Energien nicht im Vorhinein geplant, sondern nur prognostiziert werden. Die tatsächliche Einspeisung erneuerbarer Energien kann erheblich von der Prognose abweichen. Die daraus entstehende Abweichung führt gegenüber der ursprünglichen Planung zu Leistungsdefiziten oder Überschüssen, die innerhalb von 15 Minuten durch den Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen werden müssen. Dezentrale Speichersysteme, als virtuelles Kraftwerk zusammenschaltet, eignen sich als Alternative bzw. Ergänzung zu Pumpspeicherkraftwerken zur Leistungsbereitstellung bzw. Lasterhöhung. Bedingt durch den kurzen, 15-minütigen Zeitraum für Prognosefehler sind auch Speicher mit geringer Kapazität zur Erbringung von Ausgleichsenergie geeignet.
- Steuerung des Leistungsflusses durch Redispatch

Dispatch ist die Einsatzplanung der Kraftwerke durch den Kraftwerksbetreiber unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Kriterien (z.B. Kosten für Brennstoff, Hilfsstoffe) und des erwarteten Absatzpreises am jeweiligen Markt. Der Kraftwerksbetreiber meldet seine Kraftwerkseinsatzplanung an den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber. Unter Redispatch versteht man die kurzfristige Änderung des Kraftwerkseinsatzes, angefordert durch den Übertragungsnetzbetreiber. Zur Vermeidung von Netzengpässen veranlasst der Übertragungsnetzbetreiber Kraftwerke vor dem Engpass ihre Leistung zu drosseln und hinter dem Engpass ihre Leistung im gleichen Maß zu erhöhen. Als virtuelles Kraftwerk zusammenschaltete, dezentrale Speichersysteme können im Verteilnetz für Redispatch-Aufgaben, als Alternative zur Änderung der Erzeugungsleistung von Kraftwerken, genutzt werden. Im Jahr 2017 verursachte der Einsatz von Redispatch in Deutschland eine Einspeisereduktion im Umfang von 10.200 GWh bzw. eine Einspeiserhöhung im

Umfang von 8.256 GWh. Dadurch entstanden Kosten in Höhe von ca. 400 Mio. €, eine Verdoppelung im Vergleich zum Jahr 2016. [10]

Bilanzkreisverantwortliche

Der Bilanzkreis ist ein virtuelles Energiemengenkonto für elektrische Energie. Innerhalb des Bilanzkreises werden Verbräuche, Erzeugungen und Handel saldiert und eventuelle Differenzen ausgeglichen. Der Übertragungsnetzbetreiber verwaltet den Bilanzkreis zentral, die Bewirtschaftung übernimmt der Bilanzkreisverantwortliche. Die Aufgabe des Bilanzkreisverantwortlichen ist das Verwalten und Bewirtschaften eines Bilanzkreises, das sogenannte Bilanzkreismanagement. Bilanzkreismanagement umfasst die Lastprognose von Verbrauchern sowie die Planung der Erzeugung oder Handelsgeschäfte. Die Ergebnisse werden an den Übertragungsnetzbetreiber übermittelt. Nach Abschluss einer Verbrauchsphase, wird der tatsächliche Verbrauch durch den Übertragungsnetzbetreiber ermittelt. Die Differenz zwischen Prognose und tatsächlichem Energiefluss wurde durch den Übertragungsnetzbetreiber mittels Regelenergie zur Verfügung gestellt. Abweichungen zwischen Verbrauch und Erzeugung, die zum Einsatz von Ausgleichsenergie durch den Übertragungsnetzbetreiber führen, müssen durch den Bilanzkreisverantwortlichen nach spätestens vier Viertelstunden ausgeglichen sein. Aufgrund des vergleichsweise hohen Preises für Ausgleichsenergie besteht seitens des Bilanzkreisverantwortliche starkes Interesse an Maßnahmen zum Ausgleich des Prognosefehlers. Speichersysteme können dafür eingesetzt werden. [11]

Stromvertrieb

Der Ankauf von Strom durch Vertriebsgesellschaften erfolgt in einem zeitlich gestuften Verfahren. Mittels langfristiger Beschaffung am Terminmarkt wird ein gesicherter Strombezug zu akzeptablen Preisen sichergestellt. Der kurz- bis mittelfristige Handel am Spotmarkt dient zur Portfoliooptimierung sowie dem Ausnutzen günstiger Marktchancen. Die ausschließliche Strombeschaffung über den Spotmarkt ist aufgrund der stark schwankenden Preise zum Zeitpunkt der Studiererstellung im Mai 2015 nicht sinnvoll. Speichersysteme ermöglichen die zeitliche Entkopplung von Strombezug und Stromverbrauch, dadurch kann der Spotmarkt verstärkt für die Strombeschaffung genutzt werden. Die Größe des Spreads zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis ergibt den Profit durch die Speichernutzung. Zusätzlich besteht die Möglichkeit für Vertriebsgesellschaften neue Produkte für abschaltbare Kunden zu entwickeln. [11]

Stromerzeuger

Folgende Dienstleistungen können von Speichern für Stromerzeuger erbracht werden: [11]

- **Vergleichmäßigung des Kraftwerkbetriebs**
Die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien, in Kombination mit Lastschwankungen, führen zu einem volatilen Residuallastgang, der durch konventionelle Kraftwerke bedient werden muss. Wegen der schwankenden Residuallast müssen die konventionellen Kraftwerke oft im ungünstigen Teillastbereich betrieben werden. Im Teillastbereich ist der Kraftwerkswirkungsgrad im Vergleich zum Vollastbetrieb i.d.R. geringer, wodurch die variablen Betriebskosten des Kraftwerks steigen. Zusätzlich führen häufige Lastwechsel zu einem erhöhten Verschleiß im Kraftwerk. Bei einer entsprechenden Speicherbetriebsweise kann die Anzahl der Regelvorgänge reduziert und konventionelle Kraftwerke länger im Bereich ihres optimalen Wirkungsgrads betrieben werden.
- **Verringerung des Bedarfs an Spitzenlastkraftwerken**
Die Stromerzeugung durch Wind- und PV-Anlagen kann regional unterschiedlich sein. Um die Last weiterhin bedienen zu können ist der Einsatz von Spitzenlastkraftwerken bzw. Schattenkraftwerken notwendig. Für erneuerbare Energien muss in gleichem Umfang ein Backup in Form eines konventionellen Kraftwerkes verfügbar sein, auch wenn es sehr selten benötigt wird. Als Alternative zu konventionellen Kraftwerken bieten sich chemisch gestützte Speichersysteme (z.B. Wasserstoffspeicherung in unterirdischen Kavernen) an, die Erzeugungslücken bis zu einem Monat decken können.

Stromkunden

Für Stromkunden (Verbraucher eventuell mit Eigenerzeugung) können folgende Dienstleistungen durch Speicher erbracht werden: [11]

- **Erhöhung der Eigenverbrauchsquote**
Zur Eigenerzeugung sind Wind-, Photovoltaik-, Biomasse- und Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK) Anlagen geeignet. Jede Technologie erfordert ein individuelles Erzeugungskonzept:
 - **PV-Anlagen**
Kann der in PV-Anlagen erzeugte Strom nicht verbraucht werden, erfolgt eine Einspeisung ins öffentliche Stromnetz. Sinkende Einspeisevergütungen können die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage verschlechtern. Die Eigenverbrauchsquote eines Haushaltes beträgt typischerweise 10-30 %. Durch Anpassungen auf der

Verbrauchsseite oder Zwischenspeicherung kann die Eigenverbrauchsquote gesteigert werden.

- Windenergieanlagen

Windenergieanlagen mit geringer Leistung werden zum Zeitpunkt der Studiererstellung, aufgrund der höheren spezifischen Investitionskosten, nur in sehr geringem Ausmaß zur Eigenversorgung eingesetzt.

- KWK-Anlagen

Die meisten dezentralen KWK-Anlagen arbeiten zum Zeitpunkt der Studiererstellung wärmegeführt. Der Eigennutzungsgrad des erzeugten Stroms beträgt dabei <50 %. Um den Eigennutzungsgrad zu erhöhen steigt der Anteil stromgeführter KWK-Anlagen. Bedingt durch die schwankende Nachfrage, muss die KWK-Anlage häufig im ungünstigen Teillastbetrieb arbeiten, wodurch die Effizienz sinkt und der Verschleiß steigt. Durch den Einsatz von thermischen und elektrochemischen Speichern können Angebot und Nachfrage entkoppelt und die Erzeugung der KWK-Anlage auf einen möglichst hohen Eigennutzungsgrad optimiert werden.

- Biogasanlagen

Die Stromerzeugung aus Biogasanlagen orientiert sich zum Zeitpunkt der Studiererstellung an der Gaserzeugung aus einem vorgelagerten Fermentationsprozess. Eine sinkende Einspeisevergütung kann Anreize zur verstärkten Eigennutzung liefern. Zur Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch bietet sich die Gasspeicherung primärseitig an. Zusätzlich besteht sekundärseitig die Möglichkeit Strom oder Wärmespeicher einzusetzen. Durch die Entkopplung ergeben sich eine Reihe wirtschaftlicher Vorteile wie beispielsweise ein höherer erzielbarer Preis, verbesserter Eigennutzungsgrad oder reduzierter Strombezug.

- Optimierung der Bezugskosten

Die Optimierung der Strombeschaffung birgt Potential zur Kostensenkung, insbesondere beim Bezugspreis von Strom ohne Netzentgelte und Abgaben. Industrie- und Gewerbekunden können mittels Speichersystemen Strom zu Zeiten niedriger Strompreise am Spotmarkt kaufen und einspeichern, um in Zeiten hoher Strompreise die Energiespeicher als Bezugsquelle zu nutzen. Für Privathaushalte besteht zum Zeitpunkt der Studiererstellung im Mai 2015 nicht die Möglichkeit zur Nutzung von Hoch-/ Niedertarifen. Durch die zunehmende Verbreiterung von Smart-Metern und zeitvariablen Stromtarifen bietet sich auch für Privatanwender die Möglichkeit zur Nutzung dieses Kostensenkungspotentiales.

- **Optimierung des Leistungspreises**
Zusätzlich zur Optimierung der Bezugskosten können, durch Minimierung von Verbrauchsspitzen, die Leistungskosten im Rahmen des Netzentgeltes verringert werden.
- **Versorgungsqualität**
Zur Vermeidung von Spannungsschwankungen bzw. Unterbrechung der Stromversorgung werden unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV) eingesetzt. Wegen der hohen Zuverlässigkeit der Stromversorgung kommen USVs in Deutschland selten zum Einsatz. USVs können z.B. zusätzlich zur Vermarktung von Regelleistung oder Optimierung der Strombeschaffung verwendet werden, sofern es dadurch nicht zu Zielkonflikten mit der eigentlichen Aufgabe kommt.
- **Spannungsqualität (Flickerkompensation)**
Der folgende Teil konzentriert sich auf die Kundenperspektive, für den Verteilnetzbetreiber entsteht derselbe Vorteil durch den Einsatz von Speichern. Mit dezentralen Speichereinrichtungen in Kombination mit Erzeugungsanlagen beim Stromkunden stehen Anlagen zur Vermeidung von Flickererscheinungen zur Verfügung. Die Beseitigung von Flickererscheinungen stellt erhöhte Anforderungen an das Speichersystem, die zu Mehrkosten für den Betreiber führen. Wirtschaftliche Anreize für den Betreiber sind nötig, um die Realisierung von Anlagen zur Vermeidung von Flickererscheinungen zu steigern.
- **Bereitstellung zusätzlicher Kurzschlussleistung**
Die Bereitstellung zusätzlicher Kurzschlussleistung wurde bereits im Kapitel Verteilnetzbetreiber behandelt (vgl. Seite 15). Aus der Kundensicht kann die benötigte Kurzschlussleistung aus eigenen Speichersystemen gedeckt werden. Zur Vermeidung von Problemen beim Motorenanlauf besteht zusätzlich die Möglichkeit kapazitive Anlaufkompensatoren zu installieren oder auf frequenzgeregelte Antriebe umzustellen.
- **Versorgung von Elektrofahrzeugen**
Elektroautos können die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen nutzen. Dafür muss das Elektroauto über längere Zeiträume an das Stromnetz angeschlossen sein. Heute gebräuchliche Ladekonzepte fokussieren sich auf Systeme mit hoher Ladeleistung und damit geringen Verweilzeiten der Fahrzeuge. Speicher zwischen Netz- und Ladestation ermöglichen zeitversetztes Laden und damit eine Entkopplung zwischen Angebot und Nachfrage. Nach diesem Prinzip kann auch bei Photovoltaik-Selbsterzeugung die Eigenverbrauchsquote erhöht werden.

- Versorgung netzferner Objekte

Verbraucher, die aufgrund von Abgelegenheit und damit hohen Netzanschlusskosten nicht an das Stromnetz angeschlossen sind, können auf Eigenversorgung zurückgreifen. Für eine zuverlässige Stromversorgung bieten sich Speichersysteme in Kombination mit Stromaggregaten, Kleinwasserkraftwerken, Photovoltaik- oder Kleinwindkraftanlagen an.

Ein Ergebnis der Studie soll im Folgenden für die Anwendungsfälle Regelenergie, Teilnahme am Day-Ahead- und Intraday-Spotmarkt dargestellt werden. Für die Teilnahme am Regelenergiemarkt wird eine Mindestleistung von 5 MW über einen Zeitraum von vier Stunden benötigt. Der Speicher für die Simulationen ist deshalb mit einer Lade-/ Entladeleistung von 5 MW sowie einer Speicherkapazität von 21 MWh dimensioniert. Eine mehrstufige Simulation ermittelt die Wirtschaftlichkeit des Speichers im Jahr 2013 in Deutschland auf Basis von Marktpreisen. [11]

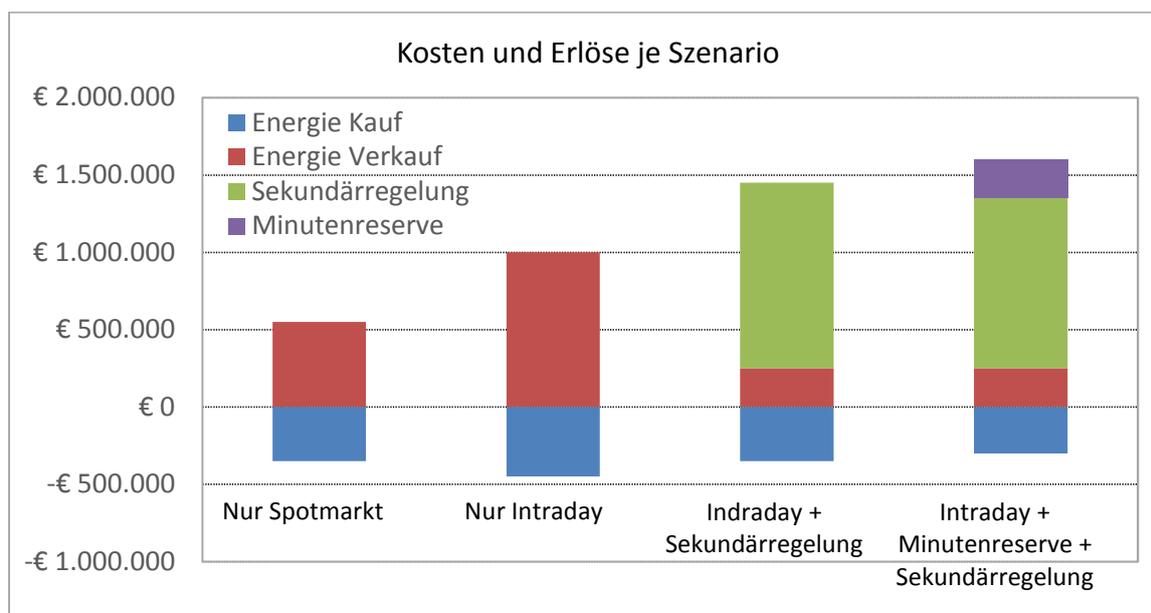


Abbildung 3: Ergebnis der Deckungsbeitragssimulation [11]

In Abbildung 3 sind die Deckungsbeiträge für unterschiedliche Anwendungsfälle dargestellt. Im Vergleich zum Spotmarkt können im Intraday-Markt, aufgrund volatilerer Preise, deutlich höhere Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden. Wird der Speicher zusätzlich im Regelenergiemarkt eingesetzt, kann der Deckungsbeitrag verdoppelt werden. Dem maximal erzielbaren, jährlichen Deckungsbeitrag von ca. 1,3 Mio. € im Jahr 2013 stehen allerdings Annuitätskosten von mehr als 1,3 Mio. € gegenüber, weshalb ein wirtschaftlicher Speichereinsatz zum Zeitpunkt der Studiererstellung im Mai 2015 nicht gegeben ist. Die zukünftige Wirtschaftlichkeit hängt im Wesentlichen von der Entwicklung der Preise für Speicher, Regelenergie und Strom ab und ist nicht seriös zu prognostizieren. [11]

3.1.4 Zusammenfassung und eigene Betrachtungsweise

Beim Vergleich der drei betrachteten Studien fällt auf, dass die Kombination von Speicheranwendungen bisher eher im Rahmen von genau definierten Anwendungsfällen untersucht wurde. Die Einteilung der Speicherdienstleistungen in unterschiedliche Stakeholdergruppen führt zu vielen unterschiedlichen Anwendungsfällen, deren Nutzen auf demselben Prinzip basiert. Im Folgenden soll versucht werden eine möglichst geringe Anzahl von Speicherdienstleistungen zu definieren, die auf demselben Prinzip aufbauen. Speicherdienstleistungen, die sehr selten zum Einsatz kommen bzw. Spezialanwendungen darstellen (z.B. Backup-Stromversorgung, Schwarzstartfähigkeit, Versorgung netzferner Objekte) werden dabei nicht weiter berücksichtigt. Für diese Arbeit werden folgende Speicherdienstleistungen betrachtet, die von unterschiedlichen Stakeholdern erbracht werden können:

Regel- und Ausgleichsenergie

Der Begriff Regelenergie kann in die Unterkategorien Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung unterteilt werden. Die Bereitstellung von Regelenergie kann von unterschiedlichsten Stakeholdern erbracht werden. Für die Bereitstellung von Regelenergie ist, zum aktuellen Zeitpunkt, ein Markt mit definierten Zugangskriterien vorhanden (vgl. Kapitel 3.2). Aus den betrachteten Studien werden Speicherdienstleistungen, wie in Tabelle 2 dargestellt, der Speicherdienstleistung Ausgleichs- und Regelenergie zugeordnet.

Tabelle 2: Zusammenfassung Speicherdienstleistung Regel- und Ausgleichsenergie

Institut	Stakeholder	Speicherdienstleistung
RMI	Regulator	Reserveleistung Frequenzregulierung Spannungsstützung
FHU	Zentrale SDL im Netz	Bereitstellung von Regelenergie
FHU	Dezentrale SDL im Netz	Beitrag zu Systemdienstleistung
VDE	Verteilnetzbetreiber	Spannungshaltung
VDE	Verteilnetzbetreiber	Spannungsqualität – Flickerkompensation
	Stromkunde	Bereitstellung zusätzlicher Kurzschlussleistung
VDE	Übertragungsnetzbetreiber	Bereitstellung von Regelleistung Ausgleich von Prognosefehler durch Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Stromkunde	Versorgungsqualität

Beim genaueren betrachten der Tabelle 2 ist festzustellen, dass durch Ausgleichs- und Regelenenergie alle Stakeholder vom Kraftwerk bis Verbraucher von dieser Speicherdienstleistung, in unterschiedlicher Weise, profitieren. Kraftwerksbetreiber oder Großspeicher können Regelenenergie bereitstellen und dafür monetäre Vergütung erhalten. Betreiber von Kleinspeichern können zum derzeitigen Zeitpunkt am Regelenenergiemarkt nicht teilnehmen. Netzbetreiber und Stromverbraucher profitieren von der Qualität der Versorgung (Spannungshaltung, Frequenzhaltung), was nur indirekt monetär, z.B. über vermiedene Ausfallkosten, bewertet werden kann.

Infrastrukturentlastung

Darunter fallen Speicherdienstleistungen, die notwendige Investitionen in die Infrastruktur zeitlich aufschieben. Die zeitliche Verschiebung von Investitionen in das Stromnetz oder Kraftwerke ist ein Beispiel für diese Speicherdienstleistung. Die Infrastrukturentlastung stellt hauptsächlich eine Speicherdienstleistung für Kraftwerks- oder Netzbetreiber dar. Aus den betrachteten Studien werden Speicherdienstleistungen, wie in Tabelle 3 dargestellt, der Speicherdienstleistung Infrastrukturentlastung zugeordnet.

Tabelle 3: Zusammenfassung Speicherdienstleistung Infrastrukturentlastung

Institut	Stakeholder	Speicherdienstleistung
RMI	Elektrizitätsversorger	Reduktion Verteilnetzausbau Reduktion Übertragungsnetzausbau Reduktion von Überlasten im Netz Ressourcenkapazitätspuffer
FHU	Erzeugernahe Speicher- dienstleistungen	Vermeidung von Einspeisemanagement
FHU	Dezentrale Speicherdienst- leistung im Netz	Auslastungsbeeinflussung, Vermeidung von Netzausbau Pufferung der Ladeleistung der Infrastruktur für Elektromobilität
VDE	Verteilnetzbetreiber	Vermeidung des Netzausbaus bei Überlastung Zeitlicher Aufschub des Netzausbaus Verlustminimierung
VDE	Übertragungsnetzbetreiber	Steuerung des Leistungsflusses durch Redispatch
VDE	Stromerzeuger	Verringerung des Bedarfs an Spitzenlastkraftwerken Vergleichmäßigung des Kraftwerksbetriebs

Infrastrukturentlastung ist, bei der Betrachtung der Tabelle 3, nur für die Betreiber von Kraftwerken oder Netzen von Vorteil. Der Endverbraucher kann daraus nur indirekt monetär, z.B. durch verringerte Netzentgelte, profitieren. Im schlimmsten Fall kann sich eine mangelhafte Infrastruktur für den Endverbraucher auch negativ auswirken.

Arbitrage

In diese Kategorie fallen sämtliche Speicherdienstleistungen, die auf der Ausnutzung von Preisdifferenzen basieren. Arbitrage kann in mehreren Fällen auch mit einer Infrastrukturentlastung einhergehen. Die Grenze zwischen beiden Anwendungen basiert auf der Beschreibung der jeweiligen Speicherdienstleistungen durch die betrachteten Institute. Ist die Beschreibung explizit auf die Nutzung von Preisdifferenzen ausgerichtet, wird die Speicherdienstleistung als Arbitrage klassifiziert. Viele verschiedene Stakeholder können von Arbitragegeschäften in unterschiedlichster Form profitieren. Aus den betrachteten Studien werden Speicherdienstleistungen, wie in Tabelle 4 dargestellt, der Speicherdienstleistung Arbitrage zugeordnet.

Tabelle 4: Zusammenfassung Speicherdienstleistung Arbitrage

Institut	Stakeholder	Speicherdienstleistung
RMI	Endverbraucher	Erhöhter PV-Eigenverbrauch Niedrigerer Strombezug Flexibilität bei zeitvariablen Tarifen
RMI	Regulator	Arbitrage
FHU	Erzeugernahe Speicherdienstleistungen	Vermarktung von Windstrom EEG-Fahrplan
FHU	Verbrauchernahe SDL	Haushaltsnahe SDL
FHU	SDL im Netz	Handel am Day-Ahead-Spotmarkt Zentrale Vermarktungsunterstützung für EEG-Strom beim Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Bilanzkreisverantwortliche	Pauschal für den Stakeholder
VDE	Stromvertrieb	Pauschal für den Stakeholder
VDE	Stromkunden	Erhöhung der Eigenverbrauchsquote Optimierung der Bezugskosten Optimierung des Leistungspreises Versorgung von Elektrofahrzeugen

Wie in Tabelle 4 ersichtlich ist, kann Arbitrage für viele unterschiedliche Stakeholder von Vorteil sein. Im Speziellen für Endverbraucher, Erzeuger insbesondere von erneuerbaren

Energien oder Betreiber von Speichern stehen eine Reihe von Flexibilisierungsoptionen, wie Lastverschiebung, Zwischenspeicherung aber auch verbesserte Erlösmöglichkeiten durch Einspeiseverzögerung offen.

Zusammengefasst ergeben sich aus obiger Betrachtung drei Speicherdienstleistungen (Regel- und Ausgleichsenergie, Infrastrukturentlastung, Arbitrage) sowie drei wesentliche Stakeholder (Verbraucher, Erzeuger und Großspeicherbetreiber sowie Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber). In Tabelle 5 ist dargestellt für welche der genannten Stakeholder die jeweilige Speicherdienstleistung vorteilhaft ist.

Tabelle 5: Zusammenfassung Speicherdienstleistungen und Stakeholder

	Regel- und Ausgleichsenergie	Infrastrukturentlastung	Arbitrage
Verbraucher			✓
Erzeuger und Großspeicherbetreiber	✓	✓	✓
ÜN und VN Betreiber		✓	

3.2 Regelenenergiemarkt

Das Ziel der Frequenzhaltung ist es die Netzfrequenz in einem Toleranzband von +/- 0,02 Hz zur Nennfrequenz von 50 Hz zu halten. Wird das Toleranzband signifikant über- bzw. unterschritten kann es zu einer Notabschaltung von Lasten bzw. Erzeugern im Netz kommen. In Abhängigkeit der Reaktionszeit und Dauer des Regelenenergieeinsatzes wird zwischen Momentanreserve, Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung (TRL) / Minutenreserve unterschieden. Tabelle 6 zeigt den zeitlichen Ablauf für die Bereitstellung von Regelenenergie im Fall einer Frequenzabweichung. [12]

Tabelle 6: Zeitlicher Ablauf der Bereitstellung von Regelleistung [12]

Art der Regelenenergie	Anforderung/Auslösung	Zeit bis Verfügbarkeit im Fehlerfall	Dauer der vorgeschriebenen Verfügbarkeit
Momentanreserve	intrinsisch	sofort	ca. 30 s bis Primärregelleistung voll verfügbar
Primärregelleistung	automatisiert	max. 30 s	15 Min. bis Minutenreserve übernommen hat
Sekundärregelleistung	automatisiert	max. 5 Min.	1 h (theoretisch, in der Praxis längere Abrufdauer)
Tertiärregelleistung/Minutenreserve	telefonisch/automatisiert	max. 15 Min.	

In Tabelle 6 ist ersichtlich, dass für unterschiedliche Klassen von Regelenergie unterschiedliche Anforderungen bezüglich Verfügbarkeit und Einsatzdauer bestehen. Im Folgenden werden die unterschiedlichen Märkte für Regelenergie genauer betrachtet.

Momentanreserve

Die Momentanreserve ist die Trägheitsreserve aller rotierenden Massen (z.B. Generatoren und Turbinen von thermischen Kraftwerken oder Wasserkraftwerken), die am Stromnetz angeschlossen sind. Weitere Bestandteile der Momentanreserve sind die in den Wicklungen von Synchronmaschinen gespeicherte magnetische und in Kondensatoren gespeicherte elektrische Energie. Sie stellt somit eine intrinsische Reserve dar, die sofort der Auswirkung einer Störung (z.B. Kraftwerksausfall, fallender Bedarf) entgegenwirkt, und die Netzfrequenz bis zum Anlaufen der Primärregelung stützt. Erneuerbare-Energien-Kraftwerke, die über Umrichter betrieben werden, sind nicht direkt an das Stromnetz angebunden und tragen deshalb nicht zur Trägheitsreserve bei. Für die Leistungselektronik von Windenergie und PV-Anlagen besteht die Möglichkeit das Verhalten von Schwungmassen als virtuelle Schwungmasse nachzubilden. Die Charakterisierung der Schwungmasse erfolgt mittels Anlaufzeitkonstante T_A . Die Anlaufzeitkonstante ergibt sich, wenn die Schwungmasse eines Generators und Turbine vom Stillstand bis zur Nenndrehzahl bei Nennleistung angetrieben wird. Im Jahr 2015 beträgt die Netzanlaufzeitkonstante ca. zehn Sekunden. Durch den zunehmenden Zubau Erneuerbarer-Energien-Kraftwerke werden Kraftwerke mit Schwungmassen zunehmend verdrängt. Durch weniger Schwungmassen im Netz sinkt die Netzanlaufzeitkonstante. Als direkte Folge der geringeren Netzanlaufzeitkonstante fällt die Netzfrequenz im Störfall schneller ab. Bei einem Störfall in der europäischen Stromerzeugung im Ausmaß von 3000 MW beträgt die Zeit bis zum Zusammenbruch des Stromnetzes (Frequenz kleiner 47,5 Hz) im Jahr 2015 ohne Einsatz von Primärregelenergie 50 Sekunden. Vermindert sich die Netzanlaufzeitkonstante durch den Zubau von Erneuerbarer-Energien-Kraftwerke bis zum Jahr 2050 auf zwei Sekunden, beträgt die Zeit bis zum Unterschreiten einer Netzfrequenz von 47,5 Hz nur mehr zehn Sekunden. Um einen Zusammenbruch des Stromnetzes zu verhindern, muss die Reaktionszeit auf Abweichungen verbessert werden. Zum aktuellen Zeitpunkt existiert kein Markt für die Momentanreserve. [12–14]

Primärregelleistung

Im europäischen Übertragungsnetz muss eine Primärregelleistung von 3000 MW vorhanden sein. Für jede Netzregelzone des europäischen Übertragungsnetzes ergibt sich die vorzuhaltende Primärregelleistung aus der Jahreshöchstlast. Für Österreich beträgt der Anteil im Jahr 2018 +/- 64 MW. Verlässt die Netzfrequenz das Totband zwischen 49,99 Hz und 50,01 Hz wird die Primärregelung automatisch von Turbinenreglern in Kraftwerken aktiviert.

Die angeforderte Primärregelleistung muss innerhalb von 30 Sekunden zu 100 % verfügbar sein und mindestens 30 Minuten zur Verfügung stehen. Die Primärregelung wird schnellstmöglich durch die Sekundärregelung abgelöst. Die volle Regelleistung muss auch bei einer statischen Frequenzabweichung von +/- 200 mHz verfügbar sein. Sobald die Primärregelung den Abfall der Netzfrequenz stabilisiert hat, kommt es zu einem Frequenzminimum. Dieses Minimum wird als dynamisches Frequenzminimum bezeichnet und soll in Europa die Frequenz von 49,2 Hz absolut nicht unterschreiten. Wie bereits bei der Momentanreserve erwähnt, sinkt durch den Ausbau erneuerbarer Energien die Anlaufzeitkonstante des Stromnetzes. Im Jahr 2015 beträgt der Erzeugungsgradient von Primärregelleistung 94 MW/s. Verändert sich die Netzanlaufzeitkonstante von zehn Sekunden im Jahr 2015 auf zwei Sekunden im Jahr 2050, muss sich der Erzeugungsgradient von Primärregelleistung um den Faktor fünf auf 470 MW/s erhöhen. Parameter wie das dynamische Frequenzminimum (800 mHz) und das maximale Leistungsdefizit (3000 MW) bleiben unverändert. [14–17]

Um an Ausschreibungen für Primärregelenergie durch den Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) in Österreich teilnehmen zu können, müssen mehrere Voraussetzungen erfüllt werden: [15, 18]

- Technische Präqualifikation
Dabei wird überprüft, ob die Anlage die notwendigen technischen Anforderungen für die entsprechende Regelleistung erfüllen. Die technischen Anforderungen basieren auf den Präqualifikationsbedingungen der ENTSO-E. Der Bewerber wird über das Ergebnis informiert. Eine positive technische Präqualifikation durch den Übertragungsnetzbetreiber ist für drei Jahre gültig. Bei wesentlichen Änderungen an den Anlagen (z.B. Änderung der Engpassleistung, Umbau des Reglers) ist eine neue Präqualifikation erforderlich.
- Rahmenvertrag
Der Rahmenvertrag regelt das Rechtsverhältnis zwischen Anbieter von Primärregelleistung und Regelzonenführer. Für jede Art von Regelenergie ist ein separater Rahmenvertrag erforderlich. Mit dem Rahmenvertrag gilt der Anbieter als akkreditiert, es entsteht jedoch keine Angebotsverpflichtung für den Anbieter.

Nach einer positiven Akkreditierung kann der Anbieter von Primärregelleistung an Ausschreibungen des Regelzonenführers teilnehmen. Folgende Parameter sind für die Regelzone der APG zu beachten: [15]

- Angebotszeitraum für Primärregelleistung: von Freitag 12:00 bis Dienstag 15:00 für die Bereitstellung von Primärregelleistung in der Folgewoche.

- Vorzuhaltende Primärregelleistung: +/- 64 MW.
- Ausschreibungszeitraum: Montag 00:00 bis Sonntag 24:00 – die angebotene Primärregelleistung muss in diesem Zeitraum ohne Unterbrechung zur Verfügung stehen.
- Mindestgebot: +/- 1 MW, darüberhinausgehende Angebote in 1 MW Schritten bis zur maximal präqualifizierten Leistung.

Nach Beendigung des Angebotszeitraumes werden die Angebote nach Gebotshöhe in aufsteigender Reihenfolge gereiht. Die preiswertesten Angebote erhalten solange den Zuschlag, bis die in der Regelzone vorzuhaltende Primärregelleistung gedeckt ist. Bei Gleichheit des Leistungspreises entscheidet der Angebotseingang. Wird die Primärregelleistung durch den Regelzonenführer abgerufen, erhält der Anlagenbetreiber den von ihm angebotenen Leistungspreis. Der Arbeitspreis bleibt unberücksichtigt, da die gelieferte bzw. bezogene Primärregelenergie im Mittel Null beträgt. [15]

Ist das Angebot an Primärregelleistung unter der vorzuhaltenden Primärregelleistung, kommt es zu einer erneuten Ausschreibungsrunde. Ist nach der zweiten Ausschreibungsrunde das Angebot an Primärregelleistung noch immer unter der vorzuhaltenden Primärregelleistung, ordnet der Übertragungsnetzbetreiber die Bereitstellung der fehlenden Primärregelleistung durch geeignete Anbieter an. [15]

Sekundärregelleistung

Die Aufgabe der Sekundärregelung ist die Wiederverfügbarmachung der Primärregelung und die Rückführung der Netzfrequenz auf die Netznennfrequenz. Die Sekundärregelleistung startet automatisch und muss nach fünf Minuten, für eine Dauer von bis zu einer Stunde vollständig verfügbar sein. Im Gegensatz zur Primärregelung wird die Sekundärregelung nur innerhalb der Regelzone aktiviert, die ein Leistungsdefizit aufweist. Der Abruf von Sekundärregelleistung durch den Regelzonenführer erfolgt mittels kontinuierlicher Vorgabe von Leistungsollwerten an den Anbieter. Das Leistungsdefizit berechnet sich aus der Differenz zwischen Veränderungen des Leistungsflusses über Kuppelleitungen einer Regelzone und der primär erzeugten Regelleistung der Regelzone. Ist die Differenz der Regelzone ungleich Null wird die Sekundärregelleistung aktiviert, um das Defizit auszugleichen. [12, 14, 19]

Um an Ausschreibungen für Sekundärregelenergie durch den Übertragungsnetzbetreiber teilnehmen zu können, müssen die gleichen Voraussetzungen wie bei der Primärregelleistung erfüllt werden. Folgende Parameter sind bei Ausschreibungen für Sekundärregelleistung in der Regelzone der APG zu beachten: [20]

- Angebotszeitraum: Der Angebotszeitraum erstreckt sich vom geplanten Liefertag minus sieben Tage um 10:00 Uhr bis einen Tag vor der geplanten Lieferung um 8:00 Uhr.
- Ausgeschriebene Produkte:
 - Lieferung positiver oder negativer Sekundärregelleistung täglich von 00:00 bis 24:00.
 - Für jeden Tag werden je sechs Produktzeitscheiben (00:00 bis 04:00, 04:00 bis 08:00 usw.) zur Bereitstellung von positiver oder negativer Sekundärregelleistung ausgeschrieben.
- Vorzuhaltende Sekundärregelleistung: +/- 200 MW. Der Bedarf an vorzuhaltender Sekundärregelleistung kann durch den Regelzonenführer bei außergewöhnlichen Umständen angepasst werden.
- Mindestgebot: +/- 5 MW, darüberhinausgehende Angebote in 1 MW Schritten bis zur maximal präqualifizierten Leistung.

Nach Beendigung des Angebotszeitraums erfolgt die Vergabe von Sekundärregelleistung anhand folgender Kriterien: [20]

- Niedrigster Leistungspreis
- Bei gleichen Leistungspreisen erhält der niedrigste Arbeitspreis bei positiver Sekundärregelleistung bzw. der höchste Arbeitspreis bei negativer Sekundärregelleistung den Zuschlag.
- Bei Gleichheit des Leistungs- und Arbeitspreises entscheidet der Angebotseingang.

Jeder Anbieter, der einen Zuschlag erhalten hat, ist verpflichtet Sekundärregelleistung im angebotenen Umfang bereitzuhalten. Die Vergütung erfolgt auf Basis des geforderten Leistungspreises. [20]

Ist das Angebot an Sekundärregelleistung niedriger als der Bedarf erfolgt eine zweite Ausschreibungsrunde für die entsprechende Fehlmenge. Sind die Fehlmengen nach dieser Ausschreibung noch nicht gedeckt, fordert die APG in einem sogenannten „Last Call“ die Anbieter telefonisch bzw. per E-Mail auf, verfügbare Leistungen anzubieten. Wenn die benötigte Sekundärregelleistung nach dem „Last Call“ noch immer nicht gesichert ist, verpflichtet die APG geeignete technische Erzeugungsanlagen zur Erbringung von Sekundärregelleistung. [20]

Tertiärregelleistung/ Minutenreserve

Die Tertiärregelleistung ersetzt die Sekundärregelleistung innerhalb der Regelzone, um die Sekundärregelleistung wieder verfügbar zu machen. Die Aktivierung der Tertiärregelleistung

erfolgt durch den Übertragungsnetzbetreiber. Die Abrufdauer beträgt mindestens 15 Minuten, außer das Angebotszeitfenster wird überschritten. [21, 22] Um an Ausschreibungen für Tertiärregelenergie durch den Übertragungsnetzbetreiber teilnehmen zu können, müssen die gleichen Voraussetzungen wie bei der Primärregelleistung erfüllt werden. Folgende Parameter sind bei Ausschreibungen für Tertiärregelleistung in der Regelzone der APG zu beachten: [23]

- Angebotszeitraum:
 - Wöchentliche Leistungsausschreibung: Donnerstag 9:00 bis 13:00
 - Tägliche Leistungsausschreibung: Werktags (Montag bis Freitag) von 8:00 bis 10:30.

Marktteilnehmer haben die Möglichkeit den Arbeitspreis für zugeschlagene Angebote zwischen 11:00 und 13:00 an Werktagen anzupassen. Die Anpassung des Arbeitspreises darf für den Lieferfall nur nach unten, für den Bezugsfall nur nach oben angepasst werden.

- Ausgeschriebene Produkte:
 - Wöchentliche Leistungsausschreibung: Sie erfolgt für das kommende Wochenende (Samstag und Sonntag), sowie getrennt für die folgenden Werktage (Montag bis Freitag). Innerhalb der beiden Ausschreibungszeiträume wird zwischen sechs Produktzeitscheiben (00:00 bis 04:00, 04:00 bis 08:00 usw.) unterschieden. Für jede Produktzeitscheibe kann einzeln geboten werden.
 - Tägliche Leistungsausschreibung: Hier gelten die gleichen sechs Produktzeitscheiben wie bei der wöchentlichen Leistungsausschreibung. Die Ausschreibung erfolgt von Montag bis Donnerstag für den Folgetag, am Freitag für Samstag bis Montag.
- Vorzuhaltende Tertiärregelleistung: Die ausgeschriebene Tertiärregelleistung ist für positive bzw. negative Tertiärregelleistung unterschiedlich:
 - Positive Tertiärregelleistung: Die gesamt ausgeschriebene positive Tertiärregelleistung beträgt 280 MW, davon werden 200 MW über wöchentliche, 80 MW über tägliche Leistungsausschreibungen beschafft.
 - Negative Tertiärregelleistung: Die gesamt ausgeschriebene negative Tertiärregelleistung beträgt -170 MW, davon werden -125 MW über wöchentliche, -45 MW über tägliche Leistungsausschreibungen beschafft.

Der Bedarf an vorzuhaltender Tertiärregelleistung kann durch den Regelzonenführer bei außergewöhnlichen Umständen angepasst werden.

- Mindestgebot: 1 MW für das erste Gebot, jedes weitere Gebot eines Anbieters ab 5 MW bis zu maximal 50 MW, für jede Zeitscheibe und Art.

Das Vergabeverfahren erfolgt analog den Kriterien des Vergabeverfahrens der Sekundärregelung. Die abrufbaren Angebote werden nach dem Arbeitspreis sortiert und in der sogenannten Merit-Order-Liste gesammelt. Wenn Bedarf an Tertiärregelung besteht wird dieser anhand der Reihenfolge in der Merit-Order-Liste abgerufen. [23]

Treten bei wöchentlichen Ausschreibungen Fehlmengen an Tertiärregelung auf, erfolgt ein Übertrag in die täglichen Leistungsausschreibungen. Im Fall von Fehlmengen bei täglichen Ausschreibungen werden Fehlmengen erneut ausgeschrieben (Second Call). Bestehen nach dieser Ausschreibung noch immer Fehlmengen kommt es im sogenannten „Last Call“ zu einer weiteren Ausschreibung. Die APG fordert dabei per E-Mail oder Telefon, Anbieter auf verfügbare Leistungen anzubieten. [23]

Um für Energiespeicher geeignete Einsatzszenarien ableiten zu können, muss die verfügbare, zeitlich aufgelöste Speicherkapazität über einen bestimmten Zeitraum bekannt sein. Aus der im folgenden Kapitel beschriebenen Modellierungsaufgabe wird der zeitliche Verlauf der genutzten Speicherkapazitäten für jeden Energiespeicher, auf Basis eines Szenarios (vgl. Kapitel 5.1), berechnet. Aus dem zeitlichen Verlauf der Speicherstände können zusätzliche Einsatzszenarien für ungenutzte und damit verfügbare Speicherkapazitäten, auf Basis der beschriebenen Geschäftsfälle wie z.B. der Bereitstellung von Regelenergie, abgeleitet werden, wofür die Berechnung des Szenarios mittels Hybrid-Load-Flow-Modell (HyFlow-Modell) die Grundlage darstellt.

3.3 Theoretische Grundlagen für das HyFlow-Modell

Im Folgenden werden die theoretischen Grundlagen für das HyFlow-Modell und die darin enthaltenen Bausteine: zellulärer Ansatz, Hybridknoten, Speicher und die Direct Current (DC)-Lastflussrechnung beschrieben.

Zellulärer Ansatz

Der zelluläre Ansatz bildet Komponenten des betrachteten Energiesystems ab. Die Grundidee des zellulären Ansatzes ist es die: [24]

„Erzeugung und Verbrauch von Energie auf der niedrigsten möglichen Ebene auszubalancieren“

Daraus lässt sich ableiten, dass es sich beim zellulären Ansatz um eine Energiewende von unten nach oben handelt. Der zelluläre Ansatz ermöglicht es, fast beliebige Dimensionen von Zellen mit unterschiedlichem Detailierungsgrad zu betrachten. Mögliche Zellebenen sind

z.B. Haus, Straße, Ortsteil, Ort/ Stadt, Bezirk, Bundesland, Staat. Eine Alternative ist die Definition der Zellebene anhand netztopologischer Kriterien, wie z.B. Ortsnetztransformator, Umspannwerk oder Druckreduktionsstation. Die betrachtete Zellebene stellt einen Kompromiss zwischen Detaillierungsgrad des Modells und des erforderlichen Rechenaufwandes dar. Anhand bestimmter Kriterien werden beispielsweise Häuser und Gewerbebetriebe zu einer übergeordneten Zelle zusammengefasst. Dabei ist zu beachten, dass eine ausreichende Anzahl an Verbrauchern und deren Lastprofilen vorhanden ist, um Lastspitzen bedingt durch Gleichzeitigkeiten, zu vermeiden. Für Kleinverbraucher gilt ein Richtwert von mindestens 150 Verbrauchern. Bei vollständiger Datenlage, die zeitlich aufgelöst ist, kann vom Richtwert abgewichen werden, da die Mindestanzahl nur bei Verwendung von Standardlastprofilen gültig ist. [24, 25]

Der zellulare Ansatz folgt einem multimodalen Ansatz, d.h. in einer Zelle werden die Verbräuche und Erzeugung unterschiedlicher Energieträger betrachtet. [24] Ein Energieträger ist lt. Sterner und Stadler ein Stoff, der Energie gespeichert hat. [12] In dieser Arbeit werden die Energieträger Strom, Wärme und Gas im Rahmen des zellularen Ansatzes betrachtet. Jede Zelle kann einen oder mehrere Energieträger verbrauchen und/oder erzeugen. Zur Darstellung von Verbrauch bzw. Erzeugung des jeweiligen Energieträgers der Zelle wird der Begriff „Residuallast“ eingeführt. Sterner und Stadler definieren Residuallast wie folgt: [12]

„Die Residuallast ergibt sich aus dem Strombedarf abzüglich der Einspeisung erneuerbarer Energien oder allgemein als »Verbrauch minus der Einspeisung Erneuerbarer Energien«. [...]“

Aus obiger Definition folgt, dass es sich bei negativer Residuallast um eine energieerzeugende Zelle, bei positiver Residuallast um eine energieverbrauchende Zelle handelt. Die Residuallast wird für das HyFlow-Modell definiert als Verbrauch minus Erzeugung und zudem für alle drei betrachteten Energieträger verwendet.

Die Bestandteile einer Zelle im zellularen Ansatz sind nach VDE die Komponenten Erzeuger, Wandler, Speicher, Netzanschluss, Last, Schutz- und leittechnischen Einrichtungen. Für die Zellenbestandteile Erzeuger und Last wird im HyFlow-Modell der bereits definierte Begriff Residuallast verwendet. Die Zellenbestandteile Speicher und Wandler werden in den folgenden Kapiteln detaillierter behandelt. Schutz- und leittechnische Einrichtungen werden im HyFlow-Modell nicht weiter berücksichtigt. [24]

Energiespeicher

Allgemein wird ein Speicher nach Sterner und Stadler wie folgt definiert: [12]

„Ein Speicher ist eine Einrichtung zur Bevorratung, Lagerung und Aufbewahrung von Gütern.“

Konkreter wird ein Energiespeicher nach Sterner und Stadler wie folgt definiert: [12]

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

Sterner und Stadler differenzieren zwischen primären und sekundären, als auch sektoralen und sektorübergreifenden Energiespeichern. Ein primärer Energiespeicher kann nur einmal geladen bzw. entladen werden. Im Gegensatz dazu kann ein sekundärer Speicher mehrfach geladen und entladen werden. Primäre Energiespeicher werden in dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt. Sekundäre Energiespeicher werden in vielfältigen Ausprägungsformen, wie z.B. Pumpspeichern, Batterien, Kondensatoren, Schwungrädern, usw. eingesetzt. Sektorale Energiespeicher werden ausschließlich in einem Energiesektor eingesetzt. Die Ein- und Ausspeicherung erfolgt bidirektional im selben Sektor. Beispiele für sektorale Speicher sind Pumpspeicher oder Pufferspeicher im Wärmesektor. Sektorenübergreifende Energiespeicher können in einem oder mehreren Energiesektoren eingesetzt werden und uni- und/ oder bidirektional arbeiten. Die Ein- und Ausspeicherung muss nicht im selben Sektor stattfinden. Ein bidirektionaler Speicher ist z.B. ein Gasspeicher, der für mehrere Energieanwendungssektoren (z.B. Strom, Wärme, Verkehr und industrielle Anwendungen) zum Einsatz kommen kann. Die folgende Tabelle 7 klassifiziert Energiespeicher nach Sterner und Stadler. [12]

Tabelle 7: Klassifizierung von Energiespeicher nach Sterner und Stadler [12]

physikalisch	energetisch	zeitlich	räumlich	ökonomisch
elektrisch	Leistung	Kurzzeit	zentral	Märkte
thermisch	Energie	Langzeit	dezentral	Kapitalkosten
mechanisch			ortsfest	Betriebskosten
elektrochemisch/ chemisch			mobil	

Der VDE teilt Energiespeicher in Kurzzeit und Langzeitspeicher und anhand weiterer Eigenschaften ein. Kurzzeitspeicher werden in zwei weitere Kategorien Leistungsspeicher und Verschiebespeicher unterteilt. Die folgende Tabelle 8 zeigt die Klassifizierung von Energiespeichern nach dem VDE. [24] In dieser Arbeit werden ausschließlich Verschiebespeicher und saisonale Speicher berücksichtigt. Aufgrund des betrachteten Zeitintervalls im Bereich von 15 Minuten können Leistungsspeicher nicht berücksichtigt werden. Im HyFlow-Modell können unterschiedlichste Speichertechnologien definiert werden, sofern sie den in Kapitel 4.1 Abschnitt Energiespeicher definierten Kriterien entsprechen. Die Speicherung von beispielsweise Methan erfordert im HyFlow-Modell einen

geeigneten Methanspeicher und unter Umständen zusätzlich einen Hybridknoten zur Erzeugung von Methan aus Strom.

Tabelle 8: Klassifizierung von Energiespeichern nach VDE [24]

	Kurzzeitspeicher		Langzeitspeicher
	Leistungsspeicher	Verschiebespeicher	Saisonale Speicher
Zeitraum	ms - Min.	Min. - Stunde - Tag	Tag - Wochen
Anwendung	Regelleistung Systemdienstleistung	Tagesausgleich	langfristige Flaute saisonale Differenz
technische Merkmale	Verhältnis Leistung zu Speicherkapazität groß	geringe Lade-/Entladeverluste	große Speicherkapazität
Selbstentladung	hoch	gering	sehr gering
Zyklen	viele pro Tag	wenig pro Tag	wenig pro Jahr
Beispiel	Schwungradspeicher Kondensator Batterie	Batterie Druckluftspeicher Pumpspeicher	chem. Speicher (H ₂ , CH ₄)

Hybrides Netz – Hybridknoten

Das Ziel eines hybriden Netzes ist eine ressourcenschonende, flexible, sichere und stabile Versorgungsinfrastruktur durch die Kombination unterschiedlicher Energiesysteme über Informations- und Kommunikationstechnologie. Ein hybrides Netz kann folgendermaßen definiert werden: [26]

„In einem Hybridnetz kann Energie jeweils in ihrer aktuellen Form verbraucht, gespeichert oder transportiert oder über einen Konversionsprozess in eine andere Energieform gewandelt werden, in der sie wiederrum verbraucht, gespeichert oder transportiert werden kann.“

Ein hybrides Netz bietet insbesondere für elektrische Energie flexible Nutzungsmöglichkeiten. In Zeiten von Stromüberschüssen kann elektrische Energie in andere Energieformen umgewandelt werden, bei Strommangel bietet sich die Option der Rückverstromung. Anlagen, die in der Lage sind Energie in andere Energieformen umzuwandeln werden im HyFlow-Modell als Hybridknoten bezeichnet. [26] In Abbildung 4 ist ersichtlich, dass vier verschiedene Hybridknotentechnologien am Markt vorhanden sind. Für den Bereich Heat-to-Power sei angemerkt, dass sich in dieser Arbeit das Temperaturniveau auf Fernwärmenetze bezieht. Nischenanwendungen im Bereich Heat-to-Power wie z.B. ein Organic-Rankine-Cycle-Prozess werden aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit nicht berücksichtigt. [12]

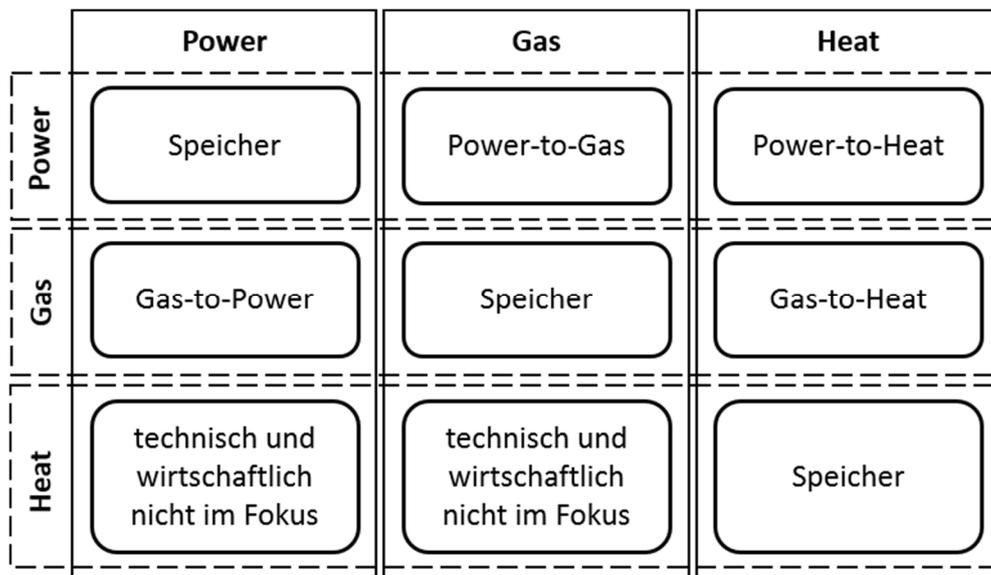


Abbildung 4: Vergleich von Hybridknoten [26]

Folgende Hybridelemente können im HyFlow-Modell eingesetzt werden: [26]

- Power-to-Heat (P2H): Widerstand, Wärmepumpe
- Power-to-Gas-and-Heat (P2GH): Methanisierung, Wasserstoffelektrolyse
- Gas-to-Power-and-Heat (G2PH): GuD-Kraftwerk, Brennstoffzelle, Gasturbine
- Gas-to-Heat (G2H): Brenner

Zwischen den unterschiedlichen Ausprägungsformen einer Hybridknotentechnologie (z.B. GuD-Kraftwerk und Brennstoffzelle) wird im HyFlow-Modell nicht differenziert. Die unterschiedlichen Ausprägungsformen können über die Parameter, insbesondere Umwandlungswirkungsgrade und Leistung, eines Hybridknotens berücksichtigt werden. Für weitere Informationen siehe Abschnitt Hybridknoten ab Seite 44.

Lastflussrechnung

Um den stationären Zustand einer Netzstruktur zu untersuchen, ist die Lastflussrechnung ein wichtiges Hilfsmittel. [27] Zur Berechnung von Lastflüssen in Stromnetzen können unterschiedlichste Verfahren angewendet werden. Die Verfahren unterscheiden sich in der Genauigkeit des Ergebnisses, der Komplexität und des notwendigen Rechenaufwandes. Zwischen folgenden Berechnungsmodellen kann unterschieden werden: [28]

- Einzelknoten-, Kupferplattenmodell: Das Kupferplattenmodell ist ein unbeschränktes elektrisches Netzwerk.
- Umschlagsmodell: Im Umschlagsmodell wird eine beliebige Anzahl von Knoten oder Regionen definiert. Zwischen den Regionen/Knoten kann Leistung übertragen

werden, allerdings ist die maximal übertragbare Leistung beschränkt. Das Umschlagsmodell berücksichtigt keine physikalischen Lastflussprinzipien.

- Lineares DC-Lastfluss Modell: Die Ausgangsbasis des linearen DC-Lastfluss Modells bilden ein Netzwerk aus Knoten und Verbindungen. Durch Anwendung der Kirchhoff'schen Gesetze kann der DC-Lastfluss zwischen Knoten, unter Berücksichtigung von Leitungswiderständen und Kapazitätsrestriktionen, berechnet werden.
- AC-Lastfluss Modell: Das AC-Lastfluss Modell ist die Erweiterung des DC-Lastfluss Modells unter der Berücksichtigung von Wechselstrom. Dabei wird neben Widerständen auch die Reaktanz von Übertragungsleitungen berücksichtigt. Die berechneten Lastflüsse bestehen aus einer Wirk- und Blindleistungskomponente.

Vergleiche zwischen der AC- und DC-Lastflussrechnung zeigen, dass der durchschnittliche Fehler der DC-Lastflussrechnung gegenüber der AC-Lastflussrechnung stets, sowie der maximale Fehler für eine Vielzahl von Belastungsfällen, unter 5 % beträgt. [29] Für die Modellierungsaufgabe ist ein Fehler von unter 5 % ausreichend gering, weshalb im HyFlow-Modell die DC-Lastflussrechnung eingesetzt wird. Die theoretischen Grundlagen zur DC-Lastflussrechnung werden im Folgenden näher betrachtet.

Die Voraussetzungen zur Durchführung der DC-Lastflussrechnung sind, dass das Netz aus einer Spannungsebene sowie einer Einspeisung und aus Knoten, die mit Leitungen verbunden sind, besteht. Zur Berechnung von Lastflüssen innerhalb eines Netzes wird aufgrund von Nichtlinearitäten ein iteratives Lösungsverfahren benötigt. Dafür kann z.B. das Newton-Raphson Verfahren eingesetzt werden. Die Durchführung einer Lastflussrechnung im DC-Netz erfordert die Anpassung der verwendeten Gleichungen von der komplexen Rechnung, was im Folgenden beschrieben wird. [27]

Der stationäre Zustand wird durch den Knotenspannungsvektor, Knotenstromvektor und die Admittanzmatrix beschrieben: [27]

$$U_i = [U_1 \dots U_i \dots U_n]^T \quad (3-1)$$

$$I_i = [I_1 \dots I_i \dots I_n]^T \quad (3-2)$$

$$Y_{ij} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (3-3)$$

Zwischen Knotenspannung und Knotenstrom sowie Scheinleistung und Knotenspannung bestehen folgende Zusammenhänge: [27]

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} * U_j \quad (3-4)$$

$$S_i = U_i * I_i^* = U_i * \left(\sum_{j=1}^n Y_{ij} * U_j \right)^* \quad (3-5)$$

Die Gleichungen **(3-1)** bis **(3-5)** sind allgemein sowohl für AC als auch DC Anwendungen gültig. Bei der Betrachtung von DC-Netzen kann folgende Vereinfachung getroffen werden: [27]

$$Im(I_i, U_i, Y_{ij}) = 0 \quad (3-6)$$

Durch diese Vereinfachung verändert sich die Gleichungen für die Knoten und Kantenleistung wie folgt: [27]

$$P_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} U_j U_i \quad (3-7)$$

$$P_{ij} = U_i (U_j - U_i) * Y_{ij} \quad (3-8)$$

Die Implementierung der DC-Lastflussrechnung im HyFlow-Modell ist ab Seite 48 beschrieben.

4 MODELLBESCHREIBUNG

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Bestandteile des HyFlow-Modells sowie der Berechnungsablauf und die Ergebnisse der Modellberechnung beschrieben.

4.1 Bestandteile des HyFlow-Modells

Die folgende Abbildung 5 zeigt zwei Ebene-2-Zellen (mit vier bzw. sechs Ebene-1-Zellen) und das Netz zwischen den jeweiligen Ebene-1-Zellen einer Ebene-2-Zelle, sowie das Netz zwischen den Ebene-2-Zellen. Die unterschiedlichen Netzebenen sind über Slack-Knoten verbunden. Auf dieses Beispiel wird bei der folgenden Beschreibung der wesentlichen Komponenten des HyFlow-Modells zurückgegriffen. In MATLAB® sind Ebene-2-Zellen numerisch bezeichnet, im Sinne der Lesbarkeit werden Ebene-2-Zellen im Folgenden mit Großbuchstaben bezeichnet.

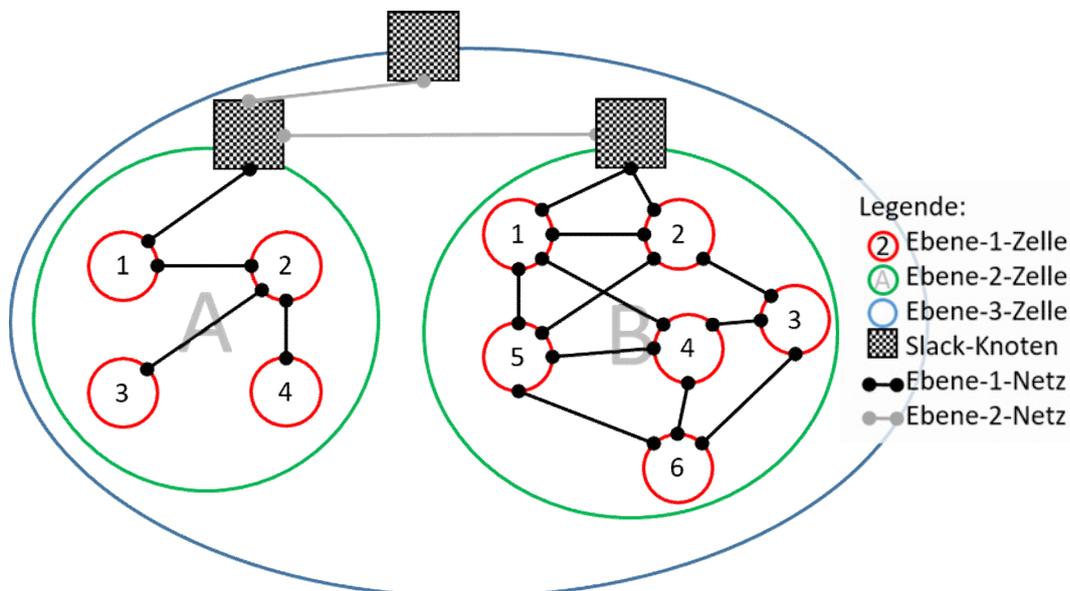


Abbildung 5: Beispiel für Zellenlayout

Folgende Bestandteile sind im HyFlow-Modell enthalten:

Ebene-1-Zelle

Die Ebene-1-Zellen bilden die unterste Ebene des HyFlow-Modells. Die Eigenschaften einer Ebene-1-Zelle sind:

- Residuallast: Jede Ebene-1-Zelle kann eine Residuallast in beliebiger Höhe in jedem Zeitschritt für jeden Energieträger aufweisen. Die Residuallast für ein Zeitintervall ist in Watt anzugeben Die Residuallasten einer Ebene-1-Zelle werden automatisch aus Excel®-Dateien eingelesen. Für weitere Informationen dazu siehe Kapitel 4.2.1.

- Speicher: In jeder Ebene-1-Zelle kann für jeden Energieträger ein Speicher vorhanden sein. Die Definition eines Speichers und dessen Eigenschaften erfolgt im Abschnitt „Energiespeicher“ ab Seite 43.
- Speicherstand: Der aktuelle Speicherstand des jeweiligen Energiespeichers wird für jeden Zeitschritt gespeichert.
- Hybridknoten: Jede Ebene-1-Zelle kann ein Hybridknoten mit definierten Eigenschaften zugewiesen werden. Für weitere Informationen siehe Abschnitt: „Hybridknoten“ ab Seite 44.
- Netzanschluss: Die Ebene-1-Zelle kann an das Verteilnetz jedes Energieträgers angeschlossen sein. Für weitere Informationen siehe Abschnitt: „Ebene-1-Netz“.

Ebene-1-Netz

Das Ebene-1-Netz beschreibt die Verknüpfung aller Ebene-1-Zellen untereinander innerhalb einer Ebene-2-Zelle. Die Verknüpfungen und gegebenenfalls weitere notwendige Parameter werden in Matrizenform separat dargestellt. Zu beachten ist, dass die erste Zeile und Spalte der Matrix den Slack-Knoten definieren. Ein Zahlenwert in der Matrix stellt beispielsweise die Kantenbewertung zwischen zwei verbundenen Ebene-1-Zellen dar. Das Stromnetz der Ebene-2-Zelle-A aus Abbildung 5 ist zum Beispiel wie folgt zu definieren:

$$\text{Resistance 1} = \begin{matrix} & \text{Slack} & 1 & 2 & 3 & 4 \\ \text{Slack} & \left[\begin{array}{ccccc} 0 & 2 & 0 & 0 & 0 \\ 2 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 4 & 3 \\ 0 & 0 & 4 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3 & 0 & 0 \end{array} \right] & & & & \end{matrix} \quad (4-1)$$

Aus Resistance 1 kann z.B. entnommen werden, dass die Ebene-1-Zelle Nr. 1 mit der Ebene-1-Zelle Nr. 2 (und umgekehrt) mit einer Kantenbewertung von 1 (= Resistance 1(2,3) bzw. Resistance 1(3,2)) verbunden ist. Der Slack-Knoten (Zeile 1 bzw. Spalte 1) ist mit der Ebene-1-Zelle Nr. 1 mit einer Kantenbewertung von 2 (= Resistance 1(1,2) bzw. Resistance 1(2,1)) in beide Richtungen verbunden. Diese Betrachtung gilt für das Stromnetz. Für Wärme- und Gasnetze ist zu beachten, dass die Netzstruktur strahlenförmig sein muss, d.h. Ringe im Netz dürfen nicht vorhanden sein. Für das Wärme- und Gasnetz ist die Matrix „Resistance 1“ nicht symmetrisch. Wenn zwei Zellen miteinander verbunden sind, gilt die Struktur von Zelle-A (Zeile) nach Zelle-B (Spalte) und nicht umgekehrt. In diesem Beispiel wäre Zelle-A in der Strahlstruktur näher am Slack-Knoten als Zelle-B.

Ebene-2-Zelle

Die Ebene-2-Zelle ist die mittlere Gliederungsebene im HyFlow-Modell. Sie besteht aus den aggregierten Eigenschaften (Speicherstände, Speicherkapazitäten, Lade- und Entladeleistungen) aller Ebene-1-Zellen, die der Ebene-2-Zelle zugeordnet sind. Bei der Ebene-2-Zelle handelt es sich um eine Ebene zur Gruppierung von Ebene-1-Zellen. Die Residuallast einer Ebene-2-Zelle wird nicht aus der Summe der Residuallasten der Ebene-1-Zellen gebildet. Sie ergibt sich aus dem auftretenden Lastfluss über dem Slack-Knoten mit dem die Ebene-1-Zellen der betrachteten Ebene-2-Zellen verbunden sind. Der Lastfluss am Slack-Knoten berücksichtigt die Verluste im Netz zwischen den Ebene-1-Zellen.

Ebene-2-Netz

Das Ebene-2-Netz beschreibt die Verknüpfung aller Ebene-2-Zellen untereinander innerhalb der Ebene-3-Zelle. Die Verknüpfungen und gegebenenfalls weitere notwendige Parameter werden in Matrizenform separat dargestellt. Zu beachten ist, dass die erste Zeile und Spalte der Matrix den Slack-Knoten definiert. Ein Zahlenwert in der Matrix stellt die Kantenbewertung zwischen zwei verbundenen Ebene-2-Zellen dar. Das Stromnetz der Ebene-2-Zellen aus Abbildung 5 ist zum Beispiel wie folgt zu definieren:

$$\mathbf{Resistance\ 2} = \begin{matrix} & \text{Slack} & 1 & 2 \\ \text{Slack} & \begin{bmatrix} 0 & 2 & 0 \\ 2 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} & & \end{matrix} \quad (4-2)$$

Alle Einschränkungen, die im Abschnitt „Ebene-1-Netz“ beschrieben sind, sind ebenfalls für das Ebene-2-Netz gültig.

Ebene-3

Die Ebene-3 ist eine „Blackbox“, die ausnahmslos alle Ebene-2-Zellen des betrachteten Modellierungsraumes enthält. Die Residuallast der Ebene-3-Zelle wird nicht aus der Summe der Residuallasten der Ebene-2-Zellen gebildet. Sie ergibt sich aus dem auftretenden Lastfluss über dem Slack-Knoten mit dem die Ebene-2-Zellen der Ebene-3-Zelle verbunden sind. Der Lastfluss am Slack-Knoten berücksichtigt die Verluste im Netz zwischen den Ebene-2-Zellen.

Slack-Knoten

Ein Slack-Knoten ist ein virtueller Übergabepunkt von Energie. Im HyFlow-Modell wird ein Slack-Knoten zum Übertragen von Energie zwischen einer oder mehreren Ebene-1-Zellen in die zugeordnete Ebene-2 und einer oder mehreren Ebene-2 Zellen in die Ebene-3-Zelle eingesetzt. Für jede einzelne Ebene-2 bzw. die Ebene-3 Zelle gibt es nur einen Slack-Knoten. Eine Anbindung einer Ebene-2-Zelle bzw. der Ebene-3-Zelle über mehr als einen Slack-Knoten

ist aufgrund des rechnerischen Verfahrens nicht möglich. Die Definition eines Slack-Knotens erfolgt im Ebene-2- bzw. Ebene-3-Netz und ist nicht verlustbehaftet. Die folgende Abbildung 6 zeigt ein richtig modelliertes Netz (links) und ein falsch modelliertes Netz (rechts) für den Energieträger Strom. Im falsch modellierten Netz werden die Ebene-2-Zellen A und B über jeweils zwei Slack-Knoten versorgt, was im HyFlow-Modell nicht möglich ist.

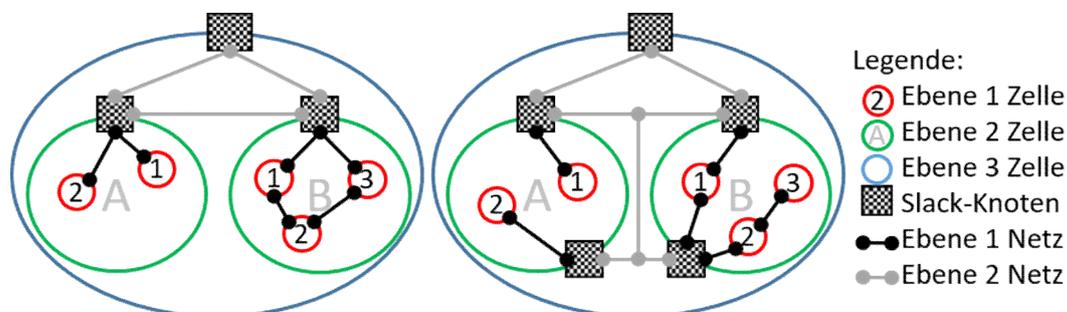


Abbildung 6: Richtig und falscher Einsatz von Slack-Knoten

Energiespeicher

Ein Energiespeicher kann für jeden Energieträger einer Ebene-1-Zelle definiert werden. Die Eigenschaften eines Energiespeichers sind in Tabelle 9 dargestellt. Fett und kursiv geschriebene Parameterbezeichnungen sind analog zur Bezeichnung (Bez.) in MATLAB®.

Tabelle 9: Parameter Energiespeicher

Parameter Bez. im Modell	Wert [Einheit]	Beschreibung
Max. Speicherkapazität <i>Max_stor_1</i>	≥ 0 [Wh]	Gibt die maximale Speicherkapazität des jeweiligen Energiespeichers in Wattstunden an. Ist „ <i>Max_stor_1</i> “ gleich null, dann ist kein Speicher für den jeweiligen Energieträger vorhanden.
Maximale Ladeleistung <i>Max_charge_pow_1</i>	≥ 0 [W]	Gibt die maximale Ladeleistung des Speichers eines Energieträgers in Watt an. Die maximale Ladeleistung wird im Programm mit dem Parameter „ <i>t_factor</i> “ auf die betrachtete Zeiteinheit umgerechnet. „ <i>Max_charge_pow_1</i> “ steht ohne Zeitverzögerung zur Verfügung.

Parameter	Wert	Beschreibung
Bez. im Modell	[Einheit]	
Maximale Entladeleistung Max_discharge_pow_1	≥ 0 [W]	Gibt die maximale Entladeleistung des Speichers eines Energieträgers in Watt an. Die maximale Entladeleistung wird im Programm mit dem Parameter „ t_factor “ auf die betrachtete Zeiteinheit umgerechnet. „ Max_discharge_pow_1 “ steht ohne Zeitverzögerung zur Verfügung.
Speicherfreigabe Freigabe	0/1 [1]	Die Speicherfreigabe legt fest, ob ein Speicher zelldienlich („ Freigabe “ = 0) oder systemdienlich („ Freigabe “ = 1) genutzt wird. Ein zelldienlicher Speicher orientiert sich nur an der Residuallast der eigenen Ebene-1-Zelle. D.h. bei einer negativen Residuallast wird der Speicher (sofern möglich) geladen, bei einer positiven Residuallast (sofern möglich) entladen. Im Gegensatz dazu dient ein systemdienlicher Speicher dem Gesamtsystem. D.h. der Speicher wird in Abhängigkeit der Residuallast aller Ebene-1-Zellen einer Ebene-2-Zelle oder aller Ebene-2-Zellen ge- bzw. entladen.
η Ein-Ausspeichervorgang Eta_io	0-1 [1]	Der Wirkungsgrad eines Speichers, für einen Ein- bzw. Ausspeichervorgang, berücksichtigt die Verluste, die beim Ein- bzw. Ausspeichern von Energie auftreten.
η Zeit Eta_t	0-1 [1/h]	Der zeitliche Wirkungsgrad berücksichtigt die Selbstentladung eines Energiespeichers in der betrachteten Zeiteinheit. „ Eta_t “ ist als Energieverlust pro Stunde anzugeben. Die Umrechnung auf die betrachtete Zeiteinheit erfolgt im Programm mit „ t_factor “.

Hybridknoten

Ein Hybridknoten kann für jede Ebene-1-Zelle definiert werden. Dabei ist zu beachten, dass jeder Ebene-1-Zelle nur ein Hybridknoten zugeordnet werden kann. Die Eigenschaften eines Hybridknotens sind in der nachfolgender Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Parameter Hybridknoten

Parameter Bez. im Modell	Wert [Einheit]	Beschreibung
Maximale Leistung max_hyb_pow	≥ 0 [W]	Gibt die maximale Leistung in Watt eines Hybridknotens an. Die maximale Leistung ist immer auf den Inputfaktor bezogen. Wenn „ max_hyb_pow “ gleich Null ist, ist kein Hybridknoten in der entsprechenden Ebene-1-Zelle vorhanden.
Anfahrgradient ramp_up	> 0 [1/h]	Der Anfahrgradient beschreibt die maximal mögliche Erhöhung der Leistung in einer Stunde, bezogen auf „ max_hyb_pow “. Ein Anfahrgradient von eins bedeutet z.B., dass „ max_hyb_pow “ einer Anlage nach einer Stunde erbracht wird. Der Anfahrgradient ist nur für G2PH Anlagen mit einer „ max_hyb_pow “ \geq „ pow_kw “ und P2GH Anlagen relevant. Der Anfahrgradient wird im Programm mit dem Parameter „ t_factor “ auf die betrachtete Zeiteinheit umgerechnet.
Abfahrgradient ramp_down	> 0 [1/h]	Der Abfahrgradient beschreibt die maximal mögliche Leistungsverringerung in einer Stunde. Ein Abfahrgradient von eins bedeutet z.B., dass die Anlage innerhalb einer Stunde von der maximalen Leistung ausgehend abgeschaltet werden kann. Der Abfahrgradient ist nur für G2PH Anlagen mit einer „ max_hyb_pow “ größer „ pow_kw “ und P2GH Anlagen relevant. Der Anfahrgradient wird im Programm mit dem Parameter „ t_factor “ auf die betrachtete Zeiteinheit umgerechnet.
η Strom conv_p	$\in \mathbb{R}$ [1]	Der Umwandlungswirkungsgrad η Strom gibt an, welcher Anteil der „ max_hyb_pow “ in/ aus dem Energieträger in Strom gewandelt wird. Für „ conv_p “ gibt es folgende mögliche Wertebereiche: <ul style="list-style-type: none"> • conv_p = 1: Strom ist ein Inputfaktor • conv_p < 0: Strom wird erzeugt • conv_p = 0: keine Erzeugung/ Verbrauch von Strom

Parameter Bez. im Modell	Wert [Einheit]	Beschreibung
η Wärme <i>conv_h</i>	$\in \mathbb{R}$ [1]	Der Umwandlungswirkungsgrad η Wärme gibt an, welcher Anteil der „ <i>max_hyb_pow</i> “ in/ aus dem Energieträger Wärme gewandelt wird. Der mögliche Wertebereich für „ <i>conv_h</i> “ ist analog „ <i>conv_p</i> “.
η Gas <i>conv_g</i>	$\in \mathbb{R}$ [1]	Der Umwandlungswirkungsgrad η Gas gibt an, welcher Anteil der „ <i>max_hyb_pow</i> “ in/ aus dem Energieträger Gas gewandelt wird. Der mögliche Wertebereich für „ <i>conv_g</i> “ ist analog „ <i>conv_p</i> “.
zell-/ system- dienlich <i>zell_sys</i>	0/1 [1]	Der Einsatz zelldienlicher Hybridelemente erfolgt auf Basis der Residuallast der zugehörigen Ebene-1-Zelle. Systemdienliche Hybridelemente werden erst aktiviert, wenn ein Lastfluss von Strom in der Zellebene-3 größer/ kleiner „ <i>LF_3_p_min</i> “ ist.

Sonstige Parameter

Die in Tabelle 11 dargestellten Parameter sind allgemeine Parameter, die für die Modellberechnung erforderlich sind.

Tabelle 11: Sonstige Parameter

Parameter Bez. im Modell	Wert [Einheit]	Beschreibung
<i>Anz_1</i>	Zeilen- vektor [1]	Der Zeilenvektor „ <i>Anz_1</i> “ gibt an, aus wie vielen Ebene-1-Zellen eine Ebene-2-Zelle besteht. Der Index des Zeilenvektors ist die Nr. der Ebene-2-Zelle, der Zahlenwert an der Stelle des Index ist die Anzahl der Ebene-1-Zellen der jeweiligen Ebene-2-Zelle. Für Abbildung 5 ist z.B. „ <i>Anz_1</i> “ = [4,6]
<i>U_E1</i>	> 0 [V]	„ <i>U_E1</i> “ ist die Ausgangsspannung in Volt am Slack-Knoten für die DC-Lastflussrechnung im Ebene-1-Netz für den Energieträger Strom.
<i>U_E2</i>	> 0 [V]	„ <i>U_E2</i> “ ist die Ausgangsspannung in Volt am Slack-Knoten für die DC-Lastflussrechnung im Ebene-2-Netz für den Energieträger Strom.

Parameter	Wert	Beschreibung
Bez. im Modell	[Einheit]	
<i>p_E1_h</i>	> 0	Der Parameter entspricht dem Druck in Pascal am Slack-Knoten im Ebene-1-Netz für die Energieträger Wärme („ <i>p_E1_h</i> “) und Gas („ <i>p_E1_g</i> “).
<i>p_E1_g</i>	[Pa]	
<i>p_E2_h</i>	> 0	Der Parameter entspricht dem Druck in Pascal am Slack-Knoten im Ebene-2-Netz für die Energieträger Wärme („ <i>p_E1_h</i> “) und Gas („ <i>p_E1_g</i> “).
<i>p_E2_g</i>	[Pa]	
<i>t_factor</i>	> 0 [Min.]	Der „ <i>t_factor</i> “ ist die Dauer eines Zeitschrittes der Residuallasten in Minuten. Auf Basis des „ <i>t_factor</i> “ werden Werte, die auf Stundenbasis definiert sind, auf die Zeitperiode „ <i>t_factors</i> “ umgerechnet.
<i>LF_3_p_min</i>	> 0 [W]	Der „ <i>LF_3_p_min</i> “ ist ein Grenzwert ab dem systemdienliche Hybridelemente aktiviert werden. Ist der Lastfluss „ <i>LF_3_stor</i> “-Strom außerhalb der Bandbreite zwischen +/- „ <i>LF_3_p_min</i> “, werden systemdienliche Hybridelemente aktiviert.
<i>pow_kw</i>	> 0 [W]	Der „ <i>pow_kw</i> “ ist ein Grenzwert in Watt für die Einstufung einer G2PH Anlage als private Anlage oder als Großkraftwerk. Wenn „ <i>max_hyb_pow</i> “ kleiner als „ <i>pow_kw</i> “ ist, wird die Anlage als privat, sonst als Großkraftwerk behandelt. Bei Großkraftwerken wird „ <i>ramp_up</i> “ bzw. „ <i>ramp_down</i> “ berücksichtigt.
<i>TV</i>	> 0 [1]	Der Toleranzvektor „ <i>TV</i> “ enthält Toleranzen, die für mehrere Berechnungen im Programm notwendig sind. Folgende Werte sind im „ <i>TV</i> “ zu definieren: <i>TV</i> (1): Toleranz für die Energiebilanz <i>TV</i> (2): Toleranz für interzellulare Ausgleiche <i>TV</i> (3): maximale Anzahl an Berechnungsschritten interzellulare Ausgleiche <i>TV</i> (4): Toleranz Lastflussrechnung <i>TV</i> (5): maximale Anzahl an Berechnungsschritten Lastflussrechnung.

Parameter	Wert	Beschreibung
Bez. im Modell	[Einheit]	
<i>Max_trans- mission_pow_1</i>	> 0 [W]	Gibt die maximale Übertragungsleistungen der Leitungen des Ebene-1 („ <i>Max_transmission_pow_1</i> “) bzw. Ebene-2-Netzes („ <i>Max_transmission_pow_2</i> “) für die Energieträger Strom, Wärme und Gas an.
<i>Max_trans- mission_pow_2</i>		
<i>r_spez_1</i>	> 0	Gibt den spezifischen Widerstand der Stromleitungen in Ebene-1 bzw. Ebene-2-Zellen an. Sind Leitungswiderstände bereits gegeben, ist „ <i>r_spez_1</i> “ bzw. „ <i>r_spez_2</i> “ gleich eins zu setzen.
<i>r_spez_2</i>	[Ω/m]	

DC-Lastflussrechnung

Die Berechnung der Lastflüsse mit Hilfe des Newton-Raphson Verfahrens wird im Folgenden, anhand der Vorgehensweise in der Diplomarbeit von Kaufmann, beschrieben und ist in der MATLAB®-Funktion „func_LFR_Berechne_Lastfluss“ programmiert. In der genannten MATLAB®-Funktion ist ebenfalls die Lastflussberechnungen für Wärme und Gas integriert, die weitere Eingabeparameter benötigen, die im Folgenden nicht beschrieben werden. Fett und kursiv geschriebene Variablenbezeichnungen sind analog der Variablenbezeichnungen in der MATLAB®-Funktion. [27]

Die folgenden Werte werden für die Lösung von Lastflussproblemen in Gleichstromnetzen benötigt: [27]

- Anfangswert der Spannung „*Var_alt*“: Notwendiger Startwert für das iterative Lösungsverfahren. Der Startwert sollte möglichst in der Nähe der zu erwartenden Lösung liegen, um die Anzahl der Iterationsschritten zu minimieren.
- Parameter „*Par_ber*“: Unbekannte Knoten- und Zweigleistungen.
- Variablen „*U*“: Unbekannte Knotenspannungen.

Der Bilanzknoten entspricht der ersten Zeile bzw. Spalte der Admittanzmatrix. Am Bilanzknoten wird die Höhe der Spannung definiert. Abbildung 7 zeigt den schematischen Ablauf der DC-Lastflussrechnung. Im Folgenden werden die einzelnen Lösungsschritte der DC-Lastflussrechnung mit Hilfe des Newton-Raphson Verfahrens beschrieben: [27]

Schritt 1: Definition von Gleichungen zur Parameterschätzung

Aus verschiedenen Variablen (z.B. Knotenspannung) wird ein Parameterwert geschätzt (z.B. unbekannte Knotenleistung). Eine Möglichkeit zum Abschätzen der Knotenleistung ist Gleichung Nr. (3-7).

Schritt 2: Anfangswert für Variablen „**Var_alt**“

Startwert für die geschätzte Spannung. Der Startwert soll in der Nähe der erwarteten Lösung liegen, um möglichst wenige Iterationsschritte zu benötigen.

Schritt 3: Abweichung berechnen:

Der Fehler berechnet sich wie folgt:

$$Fehler = Par_{bek} - Par_{ber} \quad (4-3)$$

„**Par_ber**“ wird in Abhängigkeit von „**Var_alt**“ (erster Durchlauf) bzw. „**Var_neu**“ (ab 2. Durchlauf) in jedem Durchlauf neu berechnet.

Schritt 4: Abbruchbedingung

Die Abbruchbedingung ist erfüllt, wenn der maximale, absolute Fehler zwischen bekannter und berechneter Knotenleistung kleiner einer definierten Toleranz ist oder die maximale Anzahl an Iterationsschritten überschritten wurde. Die Werte für Toleranz und maximale Anzahl an Iterationsschritten werden aus dem Toleranzvektor „**TV**“ übernommen. Auf Basis der berechneten Knotenspannungen „**Var_neu**“ können in weiterer Folge z.B. Kantenlastflüsse, Verluste zwischen Kanten, oder die Residuallast des betrachteten Systems berechnet werden.

Schritt 5: Berechnung der Jacobi Matrix

Die Jacobi Matrix „**J**“ linearisiert die Gleichungen der Parameterschätzung in einem bestimmten Punkt, der durch Variablen und Parameter beschrieben ist. „**J**“ berechnet sich wie folgt:

$$J = \left[\frac{\partial Parameter}{\partial Variable} \right] \quad (4-4)$$

Schritt 6: Offset ermitteln

Der „**Offset**“ berechnet sich aus der invertierten Jacobi Matrix multipliziert mit dem Fehlervektor:

$$Offset = J^{-1} * Fehler \quad (4-5)$$

Schritt 7: Neuberechnung der Variablen

Der „**Offset**“ ist ein Korrekturfaktor und wird zu „**Var_alt**“ addiert:

$$Var_{neu} = Var_{alt} + Offset \quad (4-6)$$

Das Ergebnis der Berechnung bildet eine neue Variablenschätzung „*Var_neu*“ für den nächsten Iterationsschritt.

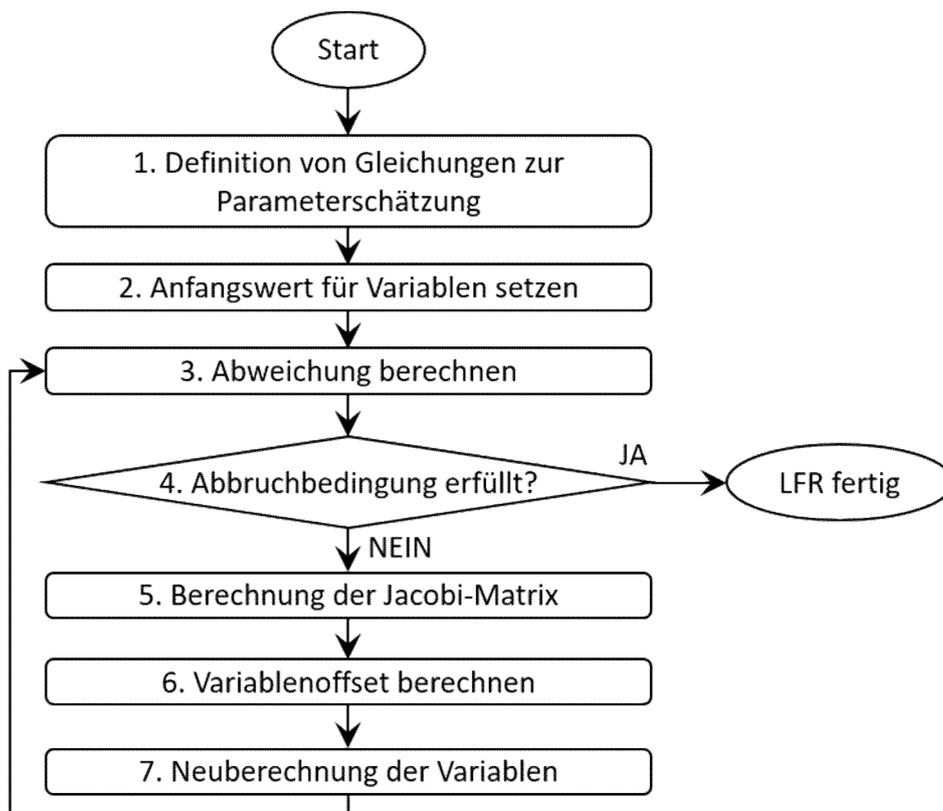


Abbildung 7: Ablauf der DC-Lastflussrechnung [27]

Die notwendigen Eingabeparameter für die DC-Lastflussrechnung sind in folgender Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 12: Eingabeparameter der DC-Lastflussrechnung

Input Parameter Bez. im Modell	Wert [Einheit]	Beschreibung
Widerstandsmatrix <i>R</i>	≥ 0 [Ω]	Die Widerstandsmatrix beinhaltet die Kantenbewertungen zwischen zwei Knoten. Die Kantenbewertung kann z.B. auf Basis des Leitungswiderstandes erfolgen. Die erste Zeile bzw. Spalte der Widerstandsmatrix beinhaltet den Slack-Knoten sowie dessen Verbindung zu den Zellen (vgl. Formel (4-1)).

Input Parameter Bez. im Modell	Wert [Einheit]	Beschreibung
Referenzspannung <i>U_1</i>	> 0 [V]	Die Referenzspannung ist der festgelegte Spannungswert, der am Slack-Knoten anliegt. Die Schätzwerte für die einzelnen Knotenspannungen (vgl. Knotenspannungsvektor Formel (3-1)) werden innerhalb der DC-Lastflussrechnung berechnet. Sie betragen für jeden Knoten 90 % der Referenzspannung „ <i>U_1</i> “.
Residuallastenvektor <i>P</i>	$\in \mathbb{R}$ [W]	Der Residuallastenvektor beinhaltet die Residuallasten sämtlicher Zellen des betrachteten Systems.
Toleranzvektor <i>TV</i>	> 0 [1]	Der Toleranzvektor „ <i>TV</i> “ enthält die maximale Anzahl an Berechnungsschritten sowie die maximale, absolute Fehlertoleranz für die DC-Lastflussrechnung (vgl. Seite 47).

Die DC-Lastflussrechnung liefert folgende Parameter als Ergebnisse, die in Tabelle 13 dargestellt sind. Das Ergebnis für „***P_1***“ wird als Residuallast des betrachteten Systems in der entsprechenden Zellebene gespeichert. Wird z.B. ein Netz, bestehend aus den Ebene-1-Zellen einer Ebene-2-Zelle berechnet, so ist das Ergebnis „***P_1***“ der DC-Lastflussrechnung die Residuallast der Ebene-2-Zelle „***Cells_2_rest***“. Der gleiche Zusammenhang gilt für Ebene-2-Zellen einer Ebene-3-Zelle. Die Gesamtnetzverluste „***P_Verl***“ werden in Abhängigkeit der betrachteten Netzebene in „***Netzverluste_1***“ bzw. „***Netzverluste_2***“ gespeichert.

Tabelle 13: Ausgabeparameter der DC-Lastflussrechnung

Output Parameter Bez. im Modell	Wert [Einheit]	Beschreibung
Knotenspannungen <i>U</i>	≥ 0 [V]	Der Knotenspannungsvektor „ <i>U</i> “ enthält die berechneten Knotenspannungen jedes Knotens. Die erste Stelle des Vektors entspricht der Referenzspannung „ <i>U_1</i> “.
Kantenlastflüsse <i>P_Kanten</i>	> 0 [W]	Die Matrix „ <i>P_Kanten</i> “ zeigt die Lastflüsse zwischen einzelnen Knoten. Ein positiver Matrizenwert entspricht einem Lastfluss von Knoten-Zeile nach Knoten-Spalte.

Output Parameter Bez. im Modell	Wert [Einheit]	Beschreibung
Berechnete Knoten- residuallasten <i>P_{ber}</i>	$\in \mathbb{R}$ [W]	Die einzelnen Werte des berechneten Knotenresiduallastvektors „ <i>P_{ber}</i> “ sollen möglichst den Werten des Inputparameters Lastflussvektor „ <i>P</i> “ entsprechen.
Kantenverluste <i>PVerlust_Kanten</i>	> 0 [W]	Die Matrix „ <i>PVerlust_Kanten</i> “ zeigt die Verluste bedingt durch Lastflüsse zwischen einzelnen Knoten. Ein positiver Matrizenwert entspricht einem Lastfluss von Knoten-Zeile nach Knoten-Spalte. Verluste können nur zwischen Knoten auftreten, zwischen denen ein Lastfluss besteht (vgl. „ <i>P_Kanten</i> “).
Lastfluss am Slack- Knoten <i>P₁</i>	$\in \mathbb{R}$ [W]	Der Lastfluss „ <i>P₁</i> “ am Slack-Knoten beschreibt die Residuallast des betrachteten Systems zum Ausgleich überschüssiger bzw. fehlender Energie.
Gesamtnetzverluste <i>P_{verl}</i>	> 0 [W]	Der Gesamtnetzverlust „ <i>P_{verl}</i> “ ist die Summe der Kantenverluste „ <i>PVerlust_Kanten</i> “.

4.2 Modellberechnung

Die Berechnung des HyFlow-Modells kann über die MATLAB®-Datei „Interface.m“ gestartet werden. Im Interface sind sämtliche „sonstige Parameter“ (siehe Seite 46) vor Beginn der Berechnung zu überprüfen und gegebenenfalls zu korrigieren. Der Ablauf der Berechnung kann in vier Hauptblöcke unterteilt werden. Die Modellberechnung beginnt mit dem Einlesen der notwendigen Daten aus Excel®-Dateien. Im zweiten Schritt werden die eingelesenen Dateien überprüft, bevor im dritten Schritt die Berechnung des Modells erfolgt. Im Anschluss an die Modellberechnung werden die berechneten Daten aufbereitet und visualisiert. In den folgenden Unterkapiteln werden die vier Hauptblöcke des HyFlow-Modells näher erläutert.

4.2.1 Daten Einlesen

Die für die Programmberechnung notwendigen Excel®-Dateien müssen im selben Ordner wie die MATLAB®-Dateien erstellt werden bzw. vorhanden sein. Um die Daten korrekt einzulesen, müssen die einzelnen Excel®-Dateien bestimmte Notationen einhalten. Diese Notationen werden im Folgenden beschrieben.

Residuallast von Zellen

Die Residuallasten aller Energieträger der Ebene-1-Zellen die einer Ebene-2-Zelle zugeordnet

sind, sind in einer Excel®-Datei mit dem Namen „Zelle_(Nr. der Ebene-2-Zelle)“ und dem Dateityp „CSV-(Trennzeichen-getrennt) (*.csv)“ zu speichern. Zum Beispiel ist der korrekte Dateiname für die Ebene-2-Zelle Nr. 3 „Zelle_3.csv“. Die erste Zeile sowie die erste und zweite Spalte beinhalten Überschriften bzw. Zeitinformationen. Die Zeitinformationen und Überschriften können beliebig angepasst werden, sie werden im Programm nicht weiterverarbeitet. Die Überschriften bestehen aus der Nummer der Ebene-2 und Ebene-1-Zelle sowie dem jeweiligen Energieträger. So ist z.B. die Überschrift „E1.3g“ die Residuallast der Ebene-1-Zelle Nr. 3 in der Ebene-2-Zelle Nr. 1 für den Energieträger Gas. Die Residuallasten für alle Energieträger einer Ebene-1-Zelle müssen in fortlaufenden Spalten in der Excel®-Tabelle eingetragen werden. Für die erste Ebene-1-Zelle befinden sich die Residuallasten für Strom in der Spalte ab C2, Wärme ab D2 und Gas ab E2. Für jede Ebene-1-Zelle der Ebene-2-Zelle sind fortlaufend drei weitere Spalten zur Definition der Residuallasten notwendig. Das Einlesen der Residuallasten erfolgt über die MATLAB®-Funktion „read_Residuallasten“. In der Funktion werden die eingelesenen Residuallasten in Watt mittels „*t_factor*“ auf Watt/Stunde umgerechnet.

Speichereigenschaften und Hybridelemente

Die Eigenschaften der Speicher und Hybridelemente aller Ebene-1-Zellen des gesamten Systems, sind in einer Excel®-Datei mit dem Namen „Speicher_und_Hybridelemente“ als Excel®-Arbeitsblatt zu speichern. In dieser Datei ist für jede Ebene-2-Zelle eine separate Tabelle mit der Bezeichnung „Zelle (Nr. der Ebene-2-Zelle)“ zu erstellen (z.B. „Zelle 3“).

Tabelle 14: Parameterzuordnung in Excel® für Speicher und Hybridelemente

Excel®-Spalte	Parameter
B bis D	<i>Max_stor_1 (B-Strom, C-Wärme, D-Gas)</i>
E bis G	<i>Max_charge_pow_1</i>
H bis J	<i>Max_discharge_pow_1</i>
K bis M	<i>Freigabe</i>
N bis P	<i>Eta_io</i>
Q bis S	<i>Eta_t</i>
T	<i>max_hyb_pow</i>
U	<i>ramp_up</i>
V	<i>ramp_down</i>
W bis Y	<i>conv_p, conv_h, conv_g</i>
Z	<i>zell_sys</i>

Die erste Spalte enthält ab Zeile 4 die Bezeichnung der Ebene-1-Zellen. Zeile 1 bis 3 enthält Parameter, Energieträger und die jeweilige Einheit des Parameters. Ab Zeile 4 und Spalte 2 können die Parameter für jede Ebene-1-Zelle zeilenweise definiert werden. Die in Tabelle 14 dargestellten Parameter sind in die jeweiligen Spalten für die zugehörige Ebene-1-Zelle einzugeben. Weitere Informationen zu den einzelnen Parametern sind dem Abschnitt Hybridknoten (ab Seite 44) und Energiespeicher (ab Seite 43) zu entnehmen. Die Werte für „**Max_charge_pow_1**“ und „**Max_discharge_pow_1**“ sind in der Excel®-Datei auf den jeweiligen Speicher zu beziehen. Im HyFlow-Modell werden die Variablen allerdings als netzseitige Anschlussleistung unter Berücksichtigung von „**Eta_io**“ verwendet. Das Einlesen der Speichereigenschaften und Hybridknoten erfolgt über die MATLAB®-Funktion „read_Speicher_Hybrideigenschaften“.

Netzparameter Ebene-1-Netz

Um das Ebene-1-Netz für die Energieträger Strom, Wärme und Gas abbilden zu können, sind eine Reihe unterschiedlicher Daten notwendig. Diese Daten sind in EXCEL®-Dateien, die folgenden Kriterien entsprechen müssen, zu speichern. Für die EXCEL®-Dateien ist allgemein gültig, dass die erste Zeile bzw. Spalte ausschließlich Zellenindizes beinhaltet. Die Spalte B sowie Zeile 2 entspricht dem Slack-Knoten. Ab der Zelle C3 können die jeweiligen Eigenschaften zwischen zwei Zellen eingetragen werden. In den EXCEL®-Dateien ist für jede Ebene-2-Zelle ein separates Arbeitsblatt zu erstellen und beginnend mit „Zelle 1“ zu benennen. In Tabelle 15 sind die notwendigen Netzparameter mit ihrer jeweiligen Einheit und die erforderlichen EXCEL®-Dateinamen dargestellt. Die Einschränkungen für das jeweilige Netz sind zu beachten, für weitere Informationen siehe Abschnitt „Ebene-1-Netz“ auf Seite 41 bzw. „Ebene-2-Netz“ auf Seite 42.

Tabelle 15: Netzparameter Ebene-1-Netz

EXCEL®-Dateiname	Parameter (zwischen 2 Zellen)	Einheit
Netz_Strom_1	Widerstand bzw. Leitungslänge	[Ω] oder [m]
Netz_Waerme_1_D	Durchmesser der Rohrleitung	[m]
Netz_Waerme_1_L	Länge der Rohrleitung	[m]
Netz_Waerme_1_Rau	Rauigkeit der Rohrleitung	---
Netz_Waerme_1_	Wärmeleitfähigkeit des Rohres	[W/(m*K)]
Waermeleitfähigkeit		
Netz_Gas_1_D	Durchmesser der Rohrleitung	[m]
Netz_Gas_1_L	Länge der Rohrleitung	[m]
Netz_Gas_1_Rau	Rauigkeit der Rohrleitung	---

Das Einlesen der Netzparameter Ebene-1-Netz erfolgt über die MATLAB®-Funktion „read_Verknuepfungsmatrix_E1“.

Netzparameter Ebene-2-Netz

Die Netzparameter des Ebene-2-Netzes müssen anhand der gleichen Kriterien wie im vorigen Abschnitt „Netzparameter Ebene-1-Netz“ erstellt werden. Der einzige Unterschied besteht darin, dass der jeweilige EXCEL®-Dateiname (vgl. Tabelle 15) an die Netzebene-2 angepasst werden muss. Beispielsweise ist für das Ebene-2-Stromnetz „Netz_Strom_1“ als „Netz_Strom_2“ zu benennen. Das Einlesen der Netzparameter für das Ebene-2-Netz erfolgt über die MATLAB®-Funktion „read_Verknuepfungsmatrix_E2“.

4.2.2 Kontrolle der eingelesenen Daten

Die MATLAB®-Funktion „func_Input_check“ überprüft die eingelesenen Variablen. Dabei werden die Dimensionen der eingelesenen Cell Arrays und Matrizen, sowie die darin eingelesenen Zahlenwerte überprüft. Ebenfalls werden einige Variablen, die im Interface definiert werden überprüft. In Tabelle 16 ist dargestellt, welche Überprüfungen an den Variablen durchgeführt werden. Die Überprüfung der Dimensionen erfolgt auf Basis des Vektors „Anz_1“, der korrekt definiert sein muss.

Tabelle 16: Überprüfungen im Rahmen des Input Checks

Variable	Cell-Array Dimension	Matrix Dimension	Wertebereich
<i>Freigabe</i>	✓	✓	✓
<i>Max_stor_1</i>	✓	✓	✓
<i>Max_charge_pow_1</i>	✓	✓	✓
<i>Max_discharge_pow_1</i>	✓	✓	✓
<i>Eta_io</i>	✓	✓	✓
<i>Eta_t</i>	✓	✓	✓
<i>Hybrideigenschaften</i>	✓	✓	✓
<i>Resistance_1</i>	✓	✓	✓
<i>Resistance_2</i>	✓	✓	✓
<i>U_E1</i>	✗	✗	✓
<i>U_E2</i>	✗	✗	✓
<i>TV</i>	✗	✓ (Vektor)	✓
<i>p_E1_h, p_E2_h</i>	✗	✗	✓
<i>p_E1_g, p_E2_g</i>	✗	✗	✓

Wenn ein Fehler in der Funktion auftritt, wird eine Meldung, betreffend der fehlerhaften Variable, im MATLAB®-Command-Window ausgegeben und die Programmberechnung abgebrochen. Der Fehler muss korrigiert, und die Berechnung erneut gestartet werden.

4.2.3 Berechnung des HyFlow-Modells

Der vereinfachte Berechnungsablauf des HyFlow-Modells ist in folgender Abbildung 8 dargestellt und wird für jeden Zeitschritt durchgeführt. In Abhängigkeit des Einsatzes von systemdienlichen Hybridelementen in der aktuellen oder Vorperiode können die Hauptfunktionen Nr. I bis VI ein oder zwei Mal im betrachteten Zeitschritt durchlaufen werden. Die Hauptfunktionen, dargestellt durch römische Ziffern, werden im Folgenden detaillierter beschrieben.

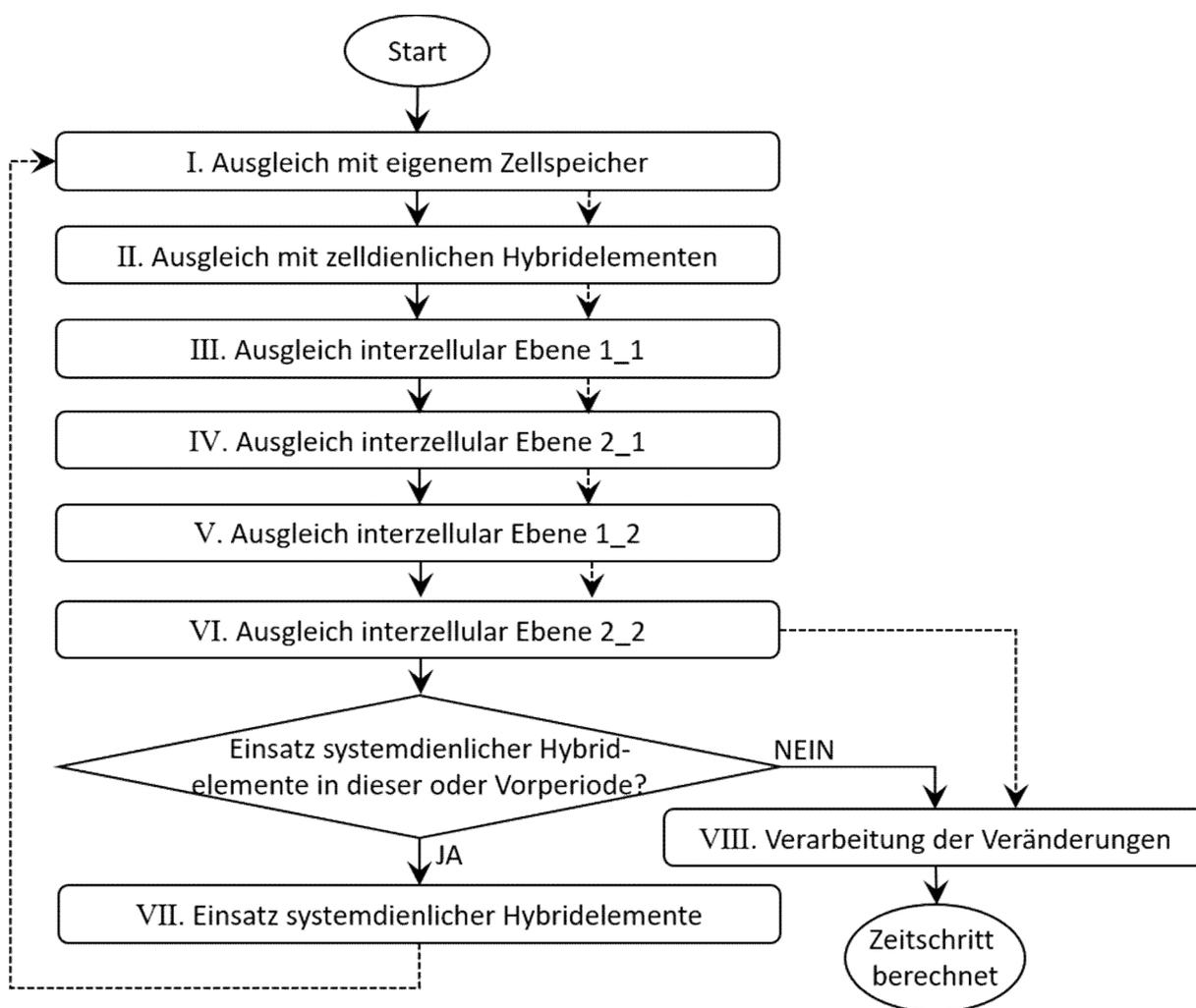


Abbildung 8: Ablauf der Modellberechnung

Vor dem in Abbildung 8 dargestellten Programmdurchlauf, werden die Funktionen I sowie III und IV in der MATLAB®-Funktion „func_ohne_Speicher_Hybridisierung“ durchlaufen, um den Parameter „LF_3_ref“ zu berechnen. Der Parameter „LF_3_ref“ dient als Referenz bzw.

Vergleichswert für die Residuallast des Gesamtsystems, ohne den Einsatz von Hybridelementen und Energiespeichern.

Die in den Abbildung 9 bis Abbildung 15 dargestellten Fälle, entsprechen den Fallbezeichnungen in der jeweiligen MATLAB®-Funktion.

I . Ausgleich mit eigenem Zellspeicher

Die MATLAB®-Funktion „func_Eigener_Zellspeicher“ betrachtet ausschließlich eine Ebene-1-Zelle und den jeweiligen Energiespeicher eines Energieträgers. Die Funktion wird für jeden der drei Energieträger separat aufgerufen. In Abbildung 9 ist dargestellt, welche acht Fälle durch Nutzung des eigenen Zellspeichers differenziert werden. Es erfolgt keine Differenzierung zwischen zell- oder systemdienlichen Speichern.

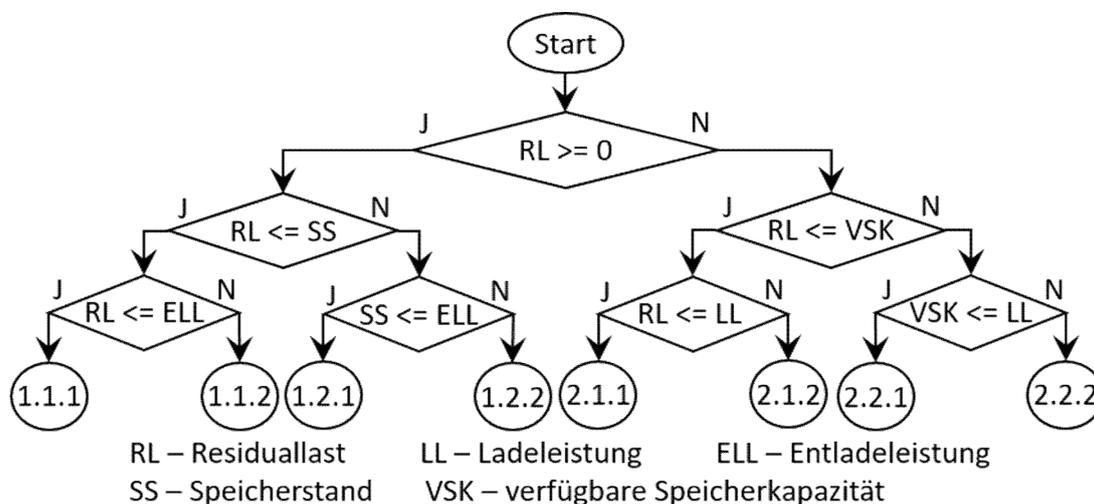


Abbildung 9: Berechnungsablauf Ausgleich eigener Zellspeicher

Das Ergebnis des Ausgleichs mit eigenem Zellspeicher ist „Cells_1_rest“ und „Charge_stat_1“. „Cells_1_rest“ enthält die aktuelle, verbleibende Residuallast der Ebene-1-Zelle nach dem Einsatz der zugehörigen Speicher für einen Zeitschritt. In „Charge_stat_1“ wird für jede Zelle und jeden Speicher die aktuelle, virtuelle Speicherstandänderung in jedem Zeitschritt hinterlegt.

II . Ausgleich mit zelldienlichen Hybridelementen

Der Ausgleich mit zelldienlichen Hybridelementen gliedert sich in drei Einzelfunktionen, die für jedes mögliche zelldienliche Hybridelement (G2H, P2H, G2PH mit „max_hyb_pow“ < „pow_kw“) die zugehörige Programmlogik enthält. Die Einzelfunktionen werden im Folgenden näher erläutert.

II .1. Zelldienliches Hybridelement G2H

Der Einsatz des zelldienlichen Hybridelements G2H ist nur möglich, wenn für die betrachtete Ebene-1-Zelle kein Fernwärmeanschluss vorhanden ist. Wenn „**Cells_1_rest**“ Wärme kleiner als die mögliche Wärmeerzeugung durch das Hybridelement ist, wird versucht nach Abdeckung von „**Cells_1_rest**“ Wärme die verbleibende Wärmeerzeugung im Wärmespeicher einzuspeichern. Ist „**Cells_1_rest**“ Wärme größer als die maximal mögliche Wärmeerzeugung durch das Hybridelement, wird eine Hinweismeldung im MATLAB®-Command-Window ausgegeben, dass der Wärmebedarf nicht gedeckt werden kann. Der beschriebene Berechnungsablauf für das G2H Hybridelement ist in der MATLAB®-Funktion „func_zelldienlich_Hybrid_g2h“ programmiert.

II .2. Zelldienliches Hybridelement P2H

Im P2H Hybridelement kann entweder eine Wärmepumpe oder Widerstandsheizung zum Einsatz kommen. Die Wärmepumpe bzw. Widerstandsheizung unterscheiden sich nur durch unterschiedliche Umwandlungswirkungsgrade.

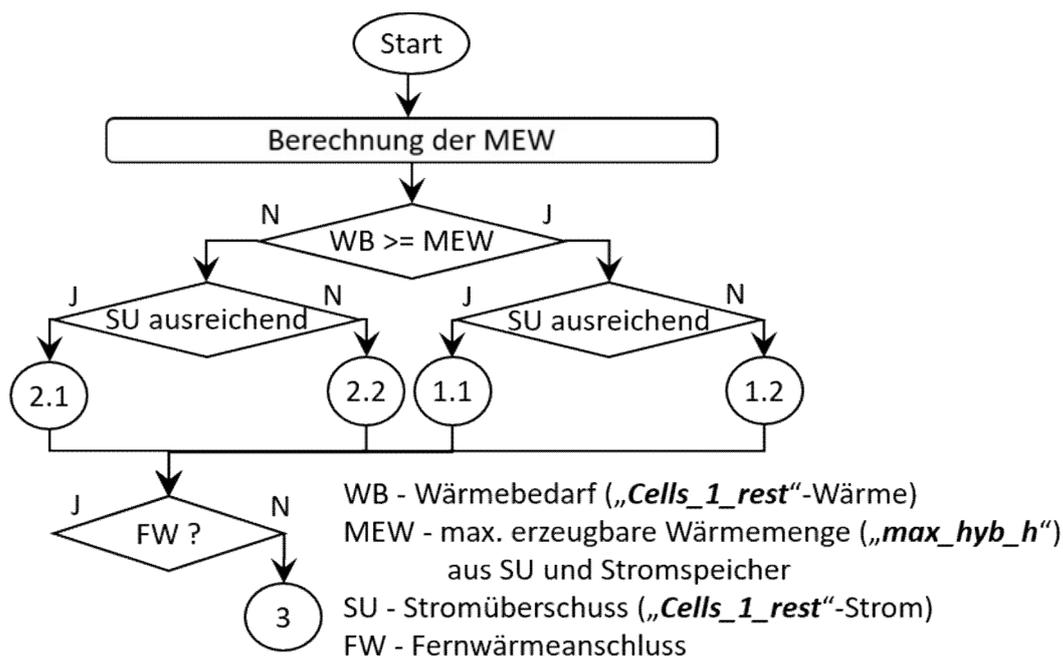


Abbildung 10: Einsatz zelldienliches P2H Hybridelement

Ist ein Fernwärmeanschluss vorhanden, wird das P2H Hybridelement nur eingesetzt, wenn ein Stromüberschuss besteht oder Strom aus dem Stromspeicher bezogen werden kann. Das Hybridelement kann in diesen Fällen entweder bis zur maximalen Hybridknotenleistung (Fall 1.1 und 1.2) oder im Teillastbereich (Fall 2.2) betrieben werden. Wenn nach der Abdeckung von „**Cells_1_rest**“ Wärme noch immer überschüssiger Strom vorhanden ist und

im Wärmespeicher freie Kapazitäten zur Verfügung stehen, wird der überschüssige Strom über das P2H Hybridelement in Wärme umgewandelt und im Wärmespeicher eingespeichert (Fall 2.1). Reicht der Stromüberschuss nicht aus, um über das P2H Hybridelement den Wärmebedarf zu decken, wird der verbleibende Wärmebedarf „**Cells_1_rest**“ Wärme über den Fernwärmeanschluss gedeckt. Besteht kein Fernwärmeanschluss muss der gesamte Wärmebedarf durch das P2H Hybridelement bereitgestellt werden (Fall 3). Der dafür benötigte Strombedarf wird nach Ausnutzung von Eigenerzeugung und Stromspeicher gegebenenfalls aus dem Stromnetz bezogen. Für den Fall, dass der benötigte Wärmebedarf „**Cells_1_rest**“ Wärme größer als die maximale Erzeugung durch das P2H Hybridelement ist und kein Fernwärmeanschluss vorhanden ist, wird eine Hinweismeldung im MATLAB®-Command-Window ausgegeben, dass der Wärmebedarf nicht gedeckt werden kann. Der beschriebene Berechnungsablauf für das P2H Hybridelement ist in der MATLAB®-Funktion „func_zelldienlich_Hybrid_p2h“ programmiert.

II .3. Zelldienliches Hybridelement G2PH

Ein G2PH Hybridelement kann nur als zelldienlich betrachtet werden, wenn die Bedingung „**max_hyb_pow**“ < „**pow_kw**“ erfüllt ist. Der Grenzwert „**pow_kw**“ unterscheidet zwischen kleinen G2PH-Anlagen im häuslichen Gebrauch (z.B. Mikrogasturbine) die keinen An-/ Abfahrgradienten unterliegen und großen G2PH Anlagen (z.B. GuD-Kraftwerk) die An-/ Abfahrgradienten unterliegen. Ein zelldienliches G2PH Hybridelement wird nur eingesetzt, wenn sowohl der erzeugte Strom als auch Wärme, entweder verbraucht oder eingespeichert werden können. Die Abgabe von beispielsweise erzeugter Wärme an die Umgebung ist nicht vorgesehen. Daraus können drei Hauptfälle abgeleitet werden:

- Bedarf für Strom und Wärme > 0
- Bedarf für Strom > 0 und kein Wärmebedarf aber freie Kapazität im Wärmespeicher.
- Bedarf für Wärme > 0 und kein Strombedarf aber freie Kapazität im Stromspeicher.

Besteht nach dem Einsatz des zelldienlichen G2PH Hybridelements weiterhin eine Restresiduallast für Strom und/ oder Wärme, wird diese über das entsprechende Netz gedeckt. Der beschriebene Berechnungsablauf für das G2PH Hybridelement ist in der MATLAB®-Funktion „func_zelldienlich_Hybrid_g2ph“ programmiert.

Nach dem Einsatz des zelldienlichen Hybridelements werden die Parameter „**Cells_1_rest**“ und „**Charge_stat_1**“ aktualisiert. Zusätzlich wird der Parameter „**Hybrid_RL**“ ausgegeben. „**Hybrid_RL**“ enthält die in einer Zeiteinheit erzeugte bzw. verbrauchte Menge von Energieträgern des Hybridknoten der jeweiligen Ebene-1-Zelle.

III. Ausgleich interzellulär Ebene 1_1

Die MATLAB®-Funktion „func_interzellulär_Ebene_1_1“ berechnet den interzellulären Ausgleich zwischen Ebene-1-Zellen einer Ebene-2-Zelle, mit dem Ziel die Residuallast in der nächste Zellebene möglichst gering zu halten. Der Ablauf der Berechnung sowie die einzelnen Fallunterscheidungen sind in Abbildung 11 dargestellt.

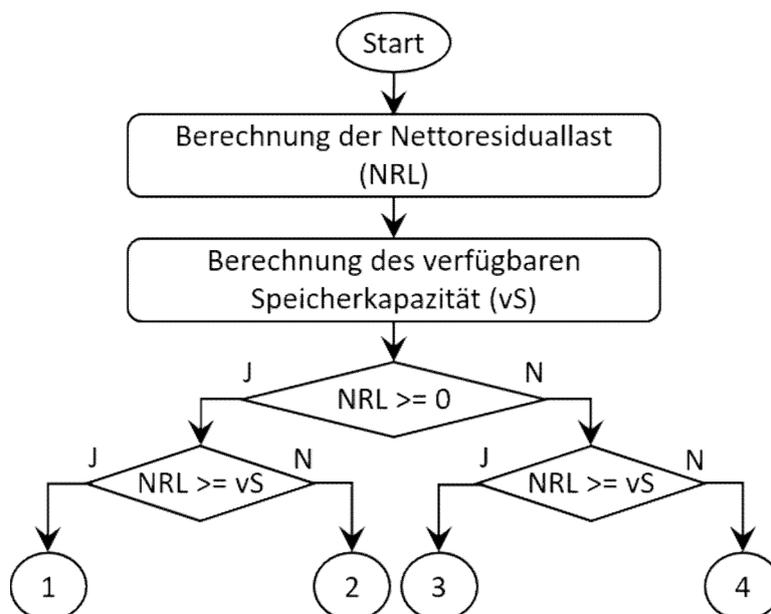


Abbildung 11: Berechnungsablauf Ausgleich Interzellulär Ebene 1_1

Die Nettoresiduallasten „**RL_netto**“, für jeden Energieträger der betrachteten Ebene-2-Zelle, berechnen sich durch Aufsummieren der einzelnen Residuallasten „**Cells_1_rest**“ der Ebene-1-Zellen der betrachteten Ebene-2-Zelle. Zur Berechnung der verfügbaren Speicherkapazitäten „**Storage_available**“ muss zwischen den Fällen Laden („**RL_netto**“ < 0) und Entladen („**RL_netto**“ >= 0), aufgrund der Berücksichtigung von Ein-/ Ausspeicherwirkungsgraden, unterschieden werden. Zusätzlich muss der Speicherstand der Vorperiode um eine eventuelle, virtuelle Veränderung des Speicherstands „**Charge_stat_1**“ aus bereits abgeschlossenen Berechnungen korrigiert werden. Dieser Zusammenhang zur Ermittlung von „**Kapazitaeten_1_charge**“ und „**Kapazitaeten_1_discharge**“ auf Basis von „**Cells_1_rest**“, „**Max_charge_pow_1**“ und „**Max_discharge_pow_1**“ ist in allgemeiner Form in Abbildung 12 dargestellt. Im Ausgleich interzellulär Ebene 1_1 werden nur Speicher die als systemdienliche Speicher („**Freigabe**“ = 1) definiert sind berücksichtigt. Betrachtet man den ersten und dritten Fall in Abbildung 11 erkennt man, dass in beiden Fällen die Speicherkapazität nicht ausreichend ist um die Nettoresiduallast zu decken bzw. einzuspeichern. Im ersten Fall werden die Speicher mit der maximal möglichen Kapazität „**Kapazitaeten_1_discharge**“ entladen.

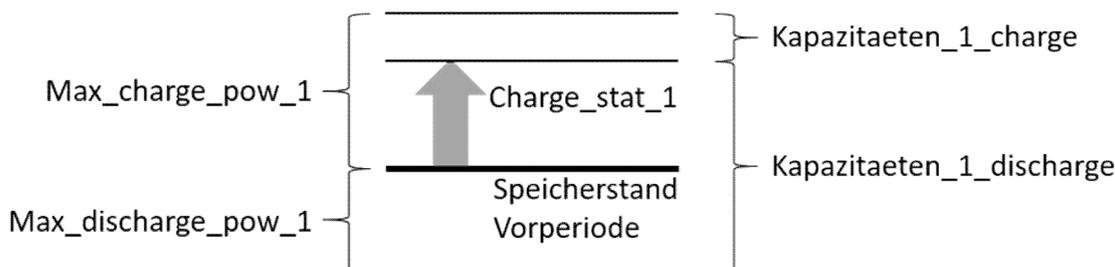


Abbildung 12: Berechnung der Lade-/ Entladekapazität

Für jede Ebene-1-Zelle wird „**Kapazitaeten_1_discharge**“ zur aktuellen Residuallast „**Cells_1_rest**“ der Ebene-1-Zelle addiert. Das Ergebnis ist die Matrix „**LFR_RL**“, welche die Grundlage für die anschließende DC-Lastflussrechnung bildet. Der dritte Fall ist analog dem ersten, mit dem Unterschied, dass der Speicher mit „**Kapazitaeten_1_charge**“ geladen wird. Die Residuallast, die nicht innerhalb der Ebene-2-Zelle abgedeckt werden kann, wird durch die nächsthöhere Zellebene ausgeglichen. In den Fällen zwei und vier ist die Speicherkapazität ausreichend, um die Nettoresiduallast auszugleichen. Im vierten Fall wird die negative Nettoresiduallast auf alle verfügbaren Speicherkapazitäten aufgeteilt. Die Aufteilung erfolgt in Prozent der verfügbaren Speicherkapazität „**Kapazitaeten_1_charge**“. Die Matrix „**LFR_RL**“ ergibt sich aus Addition von „**Cells_1_rest**“ und „**Kapazitaeten_1_charge**“ multipliziert mit der Variable „**dummy_1_1**“. Die Variable „**dummy_1_1**“ beschreibt das Verhältnis der Nettoresiduallast und der Netzverluste „**P_verl**“ zur verfügbaren Speicherkapazität „**Storage_available**“ und ist in Formel (4-7) dargestellt.

$$dummy_{1_1} = \frac{|RL_{Netto} + P_{verl}|}{Storage_{available}} \tag{4-7}$$

Die innerhalb des Ebene-1-Netzes auftretenden Netzverluste sind anfangs noch unbekannt.

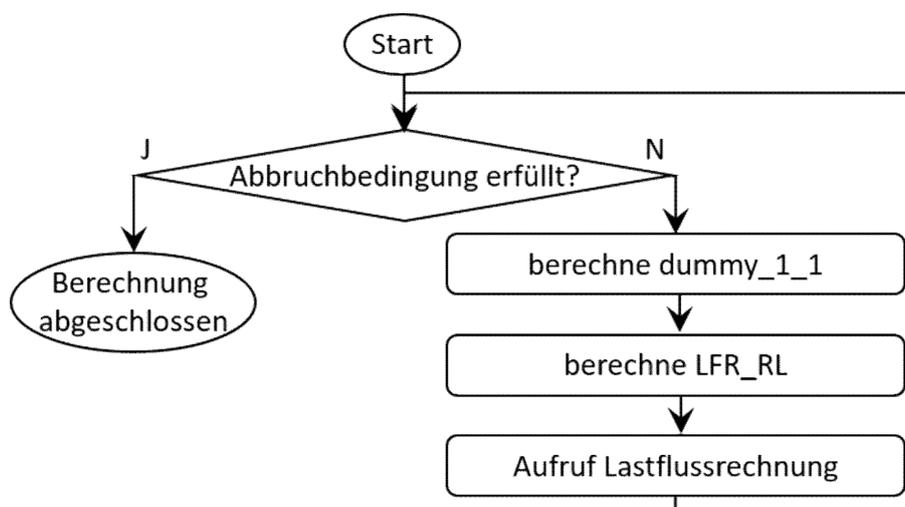


Abbildung 13: Berechnung Ausgleich interzellulär Ebene 1_1 Fall 2

Ein iterativer Prozess berechnet auf Basis der „**LFR_RL**“ die Netzverluste „**P_verl**“ und korrigiert die Variable „**dummy_1_1**“ mit jedem Iterationsschritt. Der Iterationsschritt bricht ab, wenn die berechnete Residuallast „**P_1**“ eine definierte Toleranz unterschreitet, oder die maximale Anzahl an Iterationsschritten überschritten wird. Die Toleranz berechnet sich aus der Multiplikation von „**RL_netto**“ mit dem zugehörigen Wert aus dem Toleranzvektor „**TV**“. Die maximale Anzahl an Iterationsschritten ist ebenfalls im Toleranzvektor „**TV**“ definiert. Dieser iterative Berechnungsvorgang ist in Abbildung 13 dargestellt. Der zweite Fall ist analog dem vierten, mit dem Unterschied, dass die Speicher um einen prozentuellen Anteil der verfügbaren Speicherkapazitäten („**Kapazitaeten_1_discharge**“) entladen werden.

Die Ergebnisse des „Ausgleich interzellulär Ebene 1_1“ sind die Residuallasten der betrachteten Ebene-2-Zelle „**Cells_2_rest**“, sowie die Netzverluste „**Netzverluste_1**“ im Ebene-1-Netz. Zusätzlich werden die Variablen „**Cells_1_rest**“, „**Charge_stat_1**“, „**Kapazitaeten_1_charge**“, „**Kapazitaeten_1_discharge**“ gegebenenfalls aktualisiert und ausgegeben.

IV. Ausgleich interzellulär Ebene 2_1

Die Berechnung des Ausgleich interzellulär Ebene 2_1 in der MATLAB®-Funktion „**func_Interzellulär_Ebene_2_1**“ hat das Ziel, die Lastflüsse in die nächsthöhere Zellebene-3, durch den Ausgleich zwischen den Ebene-2-Zellen, möglichst niedrig zu halten. Der Ausgleich interzellulär Ebene 2_1 ist von der Programmlogik ident mit Ausgleich interzellulär Ebene 1_1 (vgl. Abbildung 11 und Abbildung 13). Der wesentliche Unterschied zwischen den beiden Funktionen sind die Ausgangswerte für die Berechnung. Die Nettoresiduallasten „**LFR_RL**“ berechnen sich aus Addition von „**Cells_2_rest**“ und den verfügbaren Speicherkapazitäten „**Kapazitaeten_2**“, ggf. multipliziert mit „**dummy_2_1**“, für jede Ebene-2-Zelle. Die virtuelle, verfügbare Speicherkapazität „**Storage_available**“, berechnet sich für jede Ebene-2-Zelle aus der Summe der verfügbaren Speicherkapazitäten der zugeordneten Ebene-1-Zellen.

Die Ergebnisse des Ausgleich interzellulär Ebene 2_1 sind die Residuallasten des Gesamtsystems „**LF_3_stor**“ sowie die Netzverluste „**Netzverluste_2**“ im Ebene-2-Netz. „**LF_3_stor**“ ist definiert als der Lastfluss in die Ebene-3 nach dem Einsatz zelldienlicher Hybridelemente und Energiespeicher. Die Variable „**Change_stor_2**“ beschreibt wie sich die Residuallasten der Ebene-2-Zellen, und in weiterer Folge die Speicherstände der Ebene-1-Zellen, verändern müssen um den Berechnungen von Ausgleich interzellulär Ebene 2_1 zu entsprechen.

V. Ausgleich interzellulär Ebene 1_2

Im Ausgleich interzellulär Ebene 1_2 werden in der MATLAB®-Funktion „func_Interzellulär_Ebene_1_2“ die im Schritt IV berechnete Veränderung der Residuallasten „**Change_stor_2**“ in den Speichern der Ebene-1-Zellen aller Ebene-2-Zelle verbucht. Der Wert in „**Change_stor_2**“ für die betrachtete Ebene-2-Zelle wird in der Berechnung als Variable „**RL_Slack**“ bezeichnet. Zusätzlich werden die benötigten Variablen „**Storage_available**“ sowie „**Cells_1_RL_sum**“ berechnet. „**Cells_1_RL_sum**“ ist die Summe aller „**Cells_1_rest**“, ohne Berücksichtigung von Netzverlusten, für die betrachtete Ebene-2-Zelle. Der Berechnungsablauf ist in Abbildung 14 dargestellt.

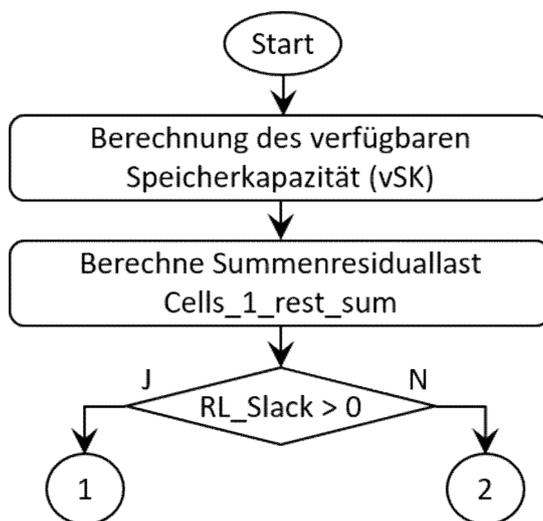


Abbildung 14: Berechnung Ausgleich interzellulär Ebene 1_2

In Abhängigkeit des Wertes von „**RL_Slack**“ kann in zwei Fälle eingeteilt werden. Ist „**RL_Slack**“ positiv, muss Energie in den Speichern der Ebene-1-Zellen der Ebene-2-Zelle eingespeichert werden. Im umgekehrten Fall muss Energie aus den Ebene-1-Zellen der Ebene-2-Zelle ausgespeichert werden. Wie im Schritt III, ist für die Ermittlung der Speicherstandänderung ein iterativer Prozess notwendig (vgl. Abbildung 13). Der iterative Prozess wird im Folgenden, für den Fall eines negativen Wertes für „**RL_Slack**“, beschrieben. Die Verteilung der überschüssigen Energie erfolgt zu gleichen, prozentualen Anteilen auf alle verfügbaren Speicherkapazitäten. Dafür wird die Variable „**dummy_1_2**“ benötigt, die sich wie in Formel (4-8) dargestellt berechnet:

$$dummy_{1_2} = \frac{(|Cells_{2_rest}| + |RL_Slack| - Cells_{1_RL_sum} - |P_verl|)}{Storage_available} \quad (4-8)$$

Für den Fall, dass der zulässige Wertebereich für „**dummy_1_2**“ überschritten wird, wird „**dummy_1_2**“ auf den Wert 1 limitiert. Die Matrix „**LFR_RL**“ berechnet sich aus Addition von

„*Cells_1_rest*“ und „*Kapazitaeten_1_charge*“ multipliziert mit „*dummy_1_2*“. „*LFR_RL*“ enthält die Zielwerte für Residuallasten der Ebene-1-Zellen für die anschließende DC-Lastflussrechnung. Die DC-Lastflussrechnung berechnet die Netzverluste „*P_verl*“ sowie die Residuallast der Ebene-2-Zelle „*P_1*“ neu. Der iterative Prozess endet, wenn die in Formel (4-9) dargestellte Abbruchbedingung erfüllt ist, oder die maximale Anzahl an Iterationsschritten überschritten wurde.

$$(|Cells_2_rest| + |RL_Slack| - |P_1|) < toleranz \quad (4-9)$$

Im Anschluss an den iterativen Prozess wird, wenn es sich um den letzten Funktionsaufruf handelt, überprüft, ob sich die in der DC-Lastflussrechnung ermittelten Spannungen für jede Ebene-1-Zelle innerhalb des zulässigen Spannungsbandes von +/- 10 % der Nennspannung „*U_E1*“ befinden. Weiters wird für jeden Energieträger, wenn es sich um den letzten Funktionsaufruf handelt, überprüft, ob der Lastfluss zwischen zwei Ebene-1-Zellen die maximale Übertragungsleistung „*Max_transmission_pow_1*“ für einen Energieträger überschreitet. Wird das Spannungsband oder die maximale Übertragungsleistung überschritten, wird ein Hinweis im MATLAB®-Command-Window ausgegeben.

Das Ergebnis des Ausgleich interzellulär Ebene 1_2 sind aktualisierte Werte für die Residuallasten der Ebene-2-Zelle „*Cells_2_rest*“, die Netzverluste „*Netzverluste_1*“ im Ebene-1-Netz sowie „*Charge_stat_1*“.

VI. Ausgleich interzellulär Ebene 2_2

In diesem Schritt werden in der MATLAB®-Funktion „*func_Interzellulär_Ebene_2_2*“ Änderungen in den Ebene-2-Zellen, die sich aus der Berechnung von Schritt V ergeben, korrigiert. Dazu wird die DC-Lastflussrechnung mit aktualisierten Werten für „*Cells_2_rest*“ erneut aufgerufen. Im Anschluss an die DC-Lastflussrechnung wird, wenn es sich um den letzten Funktionsaufruf handelt, überprüft, ob sich die ermittelten Spannungen für jede Ebene-2-Zelle innerhalb des zulässigen Spannungsbandes von +/- 10 % der Nennspannung „*U_E2*“ befinden. Weiters wird für jeden Energieträger, wenn es sich um den letzten Funktionsaufruf handelt, überprüft, ob der Lastfluss zwischen zwei Ebene-2-Zellen die maximale Übertragungsleistung „*Max_transmission_pow_2*“ für einen Energieträger überschreitet. Wird das Spannungsband oder die maximale Übertragungsleistung überschritten, wird ein Hinweis im MATLAB®-Command-Window ausgegeben.

Das Ergebnis der DC-Lastflussrechnung sind aktualisierte Residuallasten „*LF_3_stor*“ des Gesamtsystems sowie die Netzverluste „*Netzverluste_2*“ im Ebene-2-Netz.

VII. Aktivierung systemdienlicher Hybridelemente

Die Aktivierung systemdienlicher Hybridelemente erfolgt auf Basis des Stromlastflusses „**LF_3_stor**“-Strom, d.h. systemdienliche Hybridelemente werden ausschließlich auf Basis der Stromresiduallast an- bzw. abgefahren. Über- bzw. unterschreitet „**LF_3_stor**“-Strom die Bandbreite zur Aktivierung systemdienlicher Hybridelemente zwischen +/- „**LF_3_p_min**“ werden die MATLAB®-Funktionen „**func_Hybrid_Strommangel**“ (Fall 1) bzw. „**func_Hybrid_Stromueberschuss**“ (Fall 2) aufgerufen. Befindet sich „**LF_3_stor**“-Strom innerhalb der Bandbreite von +/- „**LF_3_p_min**“ wird die MATLAB®-Funktion „**func_Hybrid_LF_3_p_ausgeglichen**“ (Fall 3) aufgerufen, siehe folgende Abbildung 15. Die drei genannten Funktionen werden im Folgenden näher betrachtet.

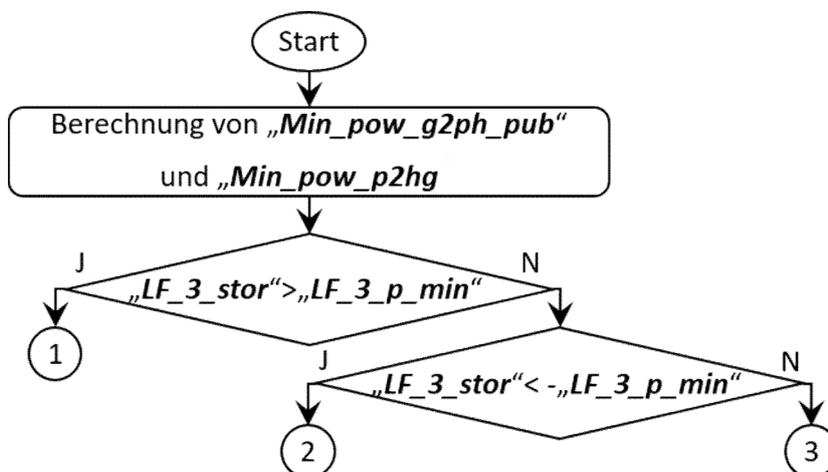


Abbildung 15: Aktivierung systemdienlicher Hybridelemente

Vor dem Aufruf der Funktionen werden die Matrizen „**Min_pow_g2ph_pub**“ und „**Min_pow_p2hg**“ berechnet. Die Matrizenwerte legen den minimalen Stromout- bzw. Input für systemdienliche G2PH bzw. P2HG Hybridknoten, die An-/ Abfahrgradienten unterliegen, für jede Ebene-1-Zelle der Ebene-2-Zellen fest. Die Berechnung von „**Min_pow_g2ph_pub**“ und „**Min_pow_p2hg**“ ist erforderlich, da Hybridknoten die An-/ Abfahrgradienten unterliegen, hohen Residuallastschwankungen unter Umständen nicht folgen können. In diesem Fall müssen die Hybridknoten auf die geringste mögliche Hybridleistung, im aktuellen Zeitschritt, abgefahren werden.

VII.1. Strommangel

Im Fall eines Strommangels werden im ersten Schritt alle P2GH Hybridknoten auf die minimal mögliche Hybridleistung „**Min_pow_p2hg**“ abgefahren. Für alle systemdienlichen G2PH Hybridknoten mit „**max_hyb_pow**“ \geq „**pow_kw**“ werden die maximalen „**Max_pow_g2ph_pub**“ bzw. minimalen „**Min_pow_g2ph_pub**“ Hybridknotenleistungen

bezogen auf Stromoutput berechnet. Zusätzlich wird die aggregierte minimale „*min_pow_g2ph_pub*“ und maximale „*max_pow_g2ph_pub*“ Leistung aller G2PH Hybridknoten berechnet. Der mögliche Leistungsbereich des G2PH Hybridelements in der aktuellen Periode berechnet sich aus der Hybridknotenleistung in der Vorperiode unter Berücksichtigung der An-/ Abfahrgradienten („*ramp_up*“ bzw. „*ramp_down*“), die auf „*max_hyb_pow*“ bezogen sind. Die folgende Abbildung 16 stellt diesen Zusammenhang in vereinfachter, allgemeiner Form grafisch dar.

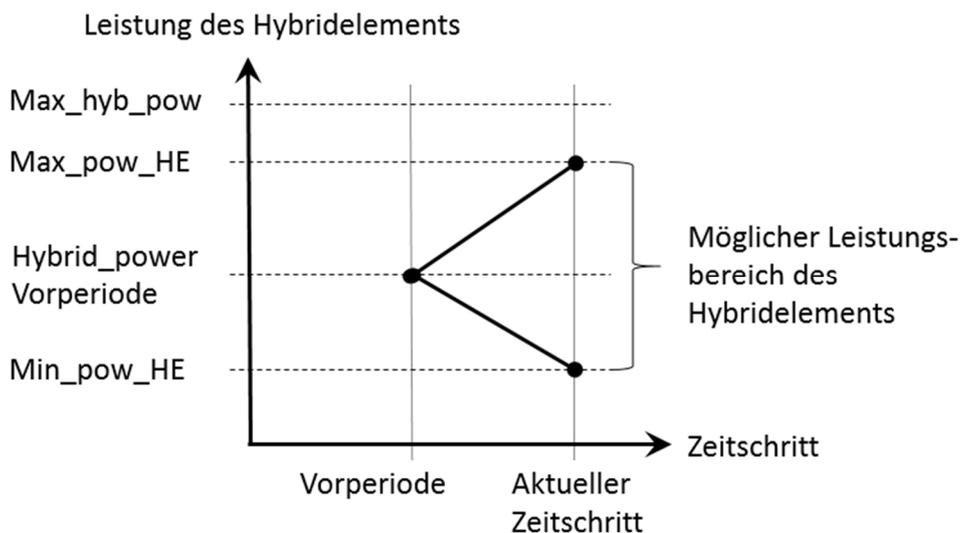


Abbildung 16: Möglicher Leistungsbereich eines Hybridelements

Die erzeugte Energiemenge des Hybridelements berechnet sich aus den Momentanleistungen am Ende der Vorperiode und der des aktuellen Zeitschritts (vgl. Abbildung 17).

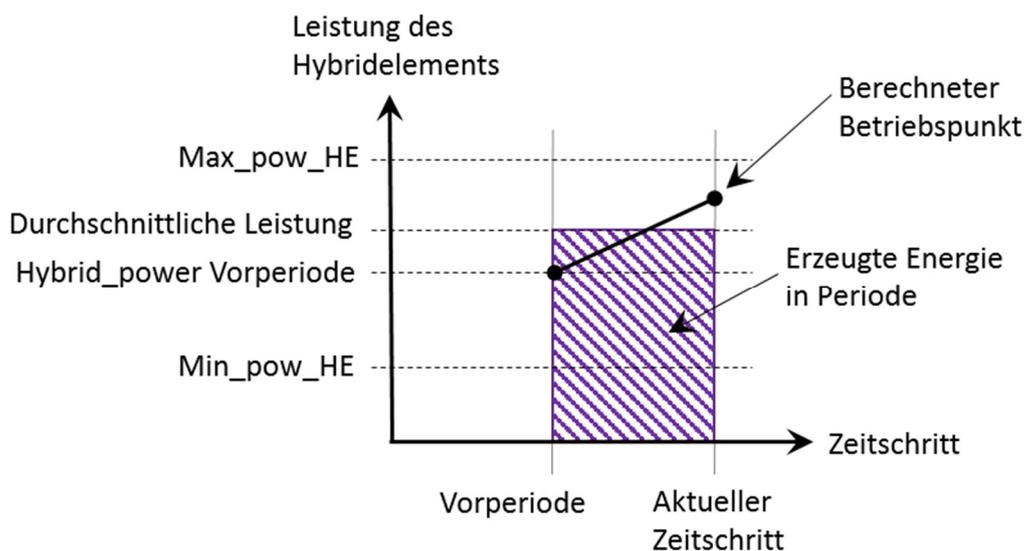


Abbildung 17: Erzeugte Energie eines Hybridelementes

Die Variable „ lf_3_p “ wird durch Aggregation der „*Hybrid_RL*“, die durch den zwangsweisen Betrieb von P2GH entstehen, und „ LF_3_{stor} “ berechnet. Aus Abbildung 16 ergeben sich drei mögliche Zusammenhänge zwischen dem Leistungsbereich aller aggregierten systemdienlichen Hybridknotenleistungen und „ lf_3_p “:

- „ $lf_3_p < min_pow_g2ph_pub$ “: Alle systemdienlichen G2PH Hybridelemente mit „ $max_hyb_pow > pow_kw$ “ werden auf ihre minimal mögliche Leistung abgefahren.
- „ $min_pow_g2ph_pub = lf_3_p = max_pow_g2ph_pub$ “: Die G2PH Hybridelemente mit „ $max_hyb_pow > pow_kw$ “ werden nach einer definierten Programmlogik aktiviert. Dieser Programmlogik wird im Folgenden beschrieben.
- „ $lf_3_p > max_pow_g2ph_pub$ “: Alle systemdienlichen G2PH Hybridelemente werden auf ihre maximal mögliche Leistung angefahren. Zusätzlich werden weitere G2PH Hybridelemente deren „ $max_hyb_pow < pow_kw$ “ ist, aktiviert. Diese Hybridelemente können unter Teil-/ Volllast betrieben werden. Die Aktivierung im Teillastbereich folgt der gleichen Programmlogik wie im vorherigen Fall.

Die Programmlogik zum Aktivieren von Hybridelementen im Teillastbereich erfolgt auf Basis der Stromresiduallasten der Ebene-2-Zellen und der verfügbaren Hybridkapazitäten in der jeweiligen Ebene-2-Zelle. Die Ebene-2-Zellen werden anhand ihrer Stromresiduallast in absteigender Reihenfolge sortiert. Das in Tabelle 17 betrachtete System besteht aus drei Ebene-2-Zellen, wobei nur Zelle Nr. 1 und 3 verfügbare Hybridkapazitäten aufweisen. Die Zelle mit der höchsten „ $Cells_2_{rest}$ “ ist Zelle Nr. 1. In den folgenden Schritten wird die verfügbare Hybridkapazität soweit genutzt, dass die Residuallast der Zelle mit dem höchsten „ $Cells_2_{rest}$ “ auf die Residuallast der nächsten Zelle angeglichen wird. Im Schritt 1 wird die Residuallast der Zelle Nr. 1 durch Einsatz verfügbarer Hybridkapazitäten an die Residuallast der Zelle Nr. 2 angeglichen. Auf diese Weise werden Hybridkapazitäten so lange aktiviert, bis die unterste Zelle (Zelle Nr. 3) erreicht wird oder „ lf_3_p “ gedeckt ist. Wenn „ lf_3_p “ nach Erreichen der untersten Zelle (Zelle Nr. 3) ungleich Null ist, werden die verbleibenden Kapazitäten entweder ganz, oder bis zum notwendigen Durchschnittswert genützt. Dieser Vorgang wird solange wiederholt, bis „ lf_3_p “ Null ist. In Schritt 3 ist der Durchschnittswert $450/2 = 225$. Die Hybridkapazität von Zelle Nr. 3 ist kleiner als 225 und wird vollständig genutzt, während die Hybridkapazität von Zelle Nr. 1 in Höhe des Durchschnittswertes aktiviert wird. Die verbleibende Residuallast wird im Schritt 4.1 durch freie Hybridkapazitäten der Zelle Nr. 1 abgedeckt. Diese Programmlogik stellt sicher, dass hybride Kapazitäten möglichst nahe am jeweiligen Bedarf aktiviert werden. Durch die beschriebene

Programmlogik soll eine möglichst geringe Leitungsbelastung durch die Minimierung von Energietransfers über mehrere Zellen erreicht werden.

Tabelle 17: Beispiel zur Aktivierung von systemdienlichen Hybridelemente

Schritt	Zelle Nr.	Cells_2_rest [W]	verfügbare hybride Kapazität [W]	genutzte hybride Kap.[W]	„lf_3_p“ [W]
1	1	600	800	400	925
	2	200	0	0	
	3	125	200	0	
2	1	200	400	75	525
	2	200	0	0	
	3	125	200	0	
3	1	125	325	225	450
	2	200	0	0	
	3	125	200	200	
4.1	1	-100	100	25	25
	2	200	0	0	
	3	-75	0	0	
4.2	1	-125	75	0	0
	2	200	0	0	
	3	-75	0	0	

VII.2. Stromüberschuss

Der Fall Stromüberschuss ist ähnlich dem Fall Strommangel, mit dem Unterschied, dass die Hybridelemente gegengleich eingesetzt werden. Im ersten Schritt werden alle G2PH Hybridknoten auf die minimal mögliche Hybridleistung „*Min_pow_g2ph_pub*“ abgefahren. Im nächsten Schritt werden die minimale „*Min_pow_p2hg*“ sowie maximale „*Max_pow_p2hg*“ Hybridknotenleistung der P2GH Hybridknoten sowie die aggregierte minimale „*min_pow_p2hg*“ und maximale „*max_pow_p2hg*“ Leistung der P2GH Hybridknoten berechnet. Wie im Fall Strommangel ergeben sich drei mögliche Zusammenhänge:

- „*min_pow_p2hg*“ =< „*lf_3_p*“ =< „*max_pow_p2hg*“: Die P2GH Hybridelemente werden nach der in Tabelle 17 beschriebenen Programmlogik aktiviert. Der einzige Unterschied besteht in der aufsteigenden Sortierreihenfolge.
- „*lf_3_p*“ < „*min_pow_p2hg*“: Die gesamten P2GH Hybridelemente werden auf die minimal mögliche Hybridknotenleistung „*Min_pow_p2hg*“ abgefahren.

- **„lf_3_p“ > „max_pow_p2hg“**: Die gesamten P2GH Hybridelemente werden auf die maximal mögliche Hybridknotenleistung **„Max_pow_p2hg“** angefahren. Zusätzlich können systemdienliche P2H Hybridelemente eingesetzt werden, sofern die erzeugte Wärmemenge verbraucht oder eingespeichert werden kann. Die Aktivierung der P2H Hybridelemente folgt der Programmlogik, die in Tabelle 17 beschrieben ist.

VII.3. **„LF_3_stor“** ausgeglichen

In diesem Fall werden keine Hybridkapazitäten eingesetzt. Alle systemdienlichen P2GH und G2PH Hybridknoten werden auf ihre minimale Hybridknotenleistung abgefahren. Es kann dabei vorkommen, dass Hybridknoten aufgrund des Abfahrgradienten weiterbetrieben werden müssen, obwohl sie nicht benötigt werden.

Wenn systemdienliche Hybridelemente aktiviert wurden, bzw. in der Vorperiode aktiv waren, müssen die Berechnungsschritte I bis VI erneut durchgeführt werden. Für die Neuberechnung wird die Variable **„Cells_1_hyb“** statt **„Cells_1“** verwendet, die sich aus Addition von **„Cells_1“** und den zugehörigen Werten aus **„Hybrid_RL“** zusammensetzt. Das Ergebnis der Neuberechnung ist der Lastfluss nach dem Einsatz von Energiespeicher, zell- und systemdienlicher Hybridelemente, der als **„LF_3_stor_hyb“** definiert ist. Die Variablen **„Charge_stat_1“**, **„Hybrid_RL“**, **„Netzverluste_1“** und **„Netzverluste_2“** werden aktualisiert.

VIII. Ergebnisverarbeitung und Kontrolle

Nach der Berechnung eines Zeitschrittes werden die Speicherstandänderungen verarbeitet. Dazu wird in der MATLAB®-Funktion **„func_Speicheraktualisierung“** der **„Charge_stat_1“** um den Ein-/ Ausspeicherwirkungsgrad **„Eta_io“** bereinigt und in den Variablen **„Cells_1“** sowie **„Cells_1_hyb“** verbucht. Die Ein-/ Ausspeicherverluste werden in der Variable **„Speicherverluste_IO“** gespeichert. Die MATLAB®-Funktion **„func_Speicherverluste_time“** berechnet im Anschluss die zeitabhängigen Speicherverluste der Speicher für einen Zeitschritt. Die Ergebnisse der Funktion sind aktualisierte Speicherstände in den Variablen **„Cells_1“**, **„Cells_1_hyb“** und die zeitabhängigen Speicherverluste **„Speicherverluste_t“**.

Nachdem alle Zeitschritte berechnet sind, werden die gesamten Speicherverluste für einen Zeitschritt **„Speicherverluste_gesamt“** eines Speichers berechnet, die sich aus der Addition von **„Speicherverluste_IO“** und **„Speicherverluste_t“** ergeben. Die MATLAB®-Funktion **„func_Gesamtnetzverluste“** berechnet aus **„Netzverluste_1“** und **„Netzverluste_2“** die gesamten Netzverluste **„Netzverluste_gesamt“** des betrachteten Systems, für jeden Zeitschritt.

Den Abschluss der Berechnung bildet die MATLAB®-Funktion „func_Kontrollmatrix“. Diese Funktion dient der Überprüfung der Modellberechnung mittels einer Energiebilanz für jeden Energieträger und Zeitschritt. Dazu werden die gesamten Speicherverluste „**Speicherverluste_gesamt**“, die gesamten Netzverluste „**Netzverluste_gesamt**“, die Summe der „**Cells_1**“ Residuallasten „**Residuallast_sum**“, die eingespeicherte Energie „**Energie_eingespeichert_sum**“ und die Residuallast der Hybridelemente „**Hybrid_RL_sum**“ für alle Ebene-1-Zellen in einem Zeitschritt berechnet. Die Berechnung der Kontrollmatrix ist in der Formel (4-10) dargestellt.

$$\begin{aligned}
 \text{Kontrollmatrix} = & \text{Residuallast_sum} + & (4-10) \\
 & + \text{Netzverluste_gesamt} + \text{Speicherverluste_gesamt} + \\
 & + \text{Energie_eingespeichert} - \text{LF_3_stor_hyb} + \text{Hybrid_RL_sum}
 \end{aligned}$$

Die berechneten Werte in der Kontrollmatrix werden in der MATLAB®-Funktion „func_Kontrolle_Energiebilanz“ überprüft und sollten bei korrekter Modellberechnung nahe Null sein. Ist ein Absolut Wert in der Kontrollmatrix größer als die im Toleranzvektor „**TV**“ für diese Funktion definierte Toleranz, wird eine Hinweismeldung im MATLAB®-Command-Window ausgegeben.

4.2.4 Ergebnisse der Modellberechnung und Visualisierung

In folgender Tabelle 18 sind die Ergebnisse der Modellberechnung zusammengefasst.

Tabelle 18: Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisparameter

Variable	Beschreibung
„ LF_3_ref “	Lastfluss in Ebene-3 ohne Berücksichtigung von Speicher und Hybridelementen, für jeden Energieträger, pro Zeitschritt.
„ LF_3_stor “	Lastfluss in Ebene-3 unter Berücksichtigung von zell- und systemdienlichen Speichern sowie zelldienlichen Hybridelementen, für jeden Energieträger, pro Zeitschritt.
„ LF_3_stor_hyb “	Wie „ LF_3_stor “, zusätzlich werden systemdienliche Hybridelemente berücksichtigt.
„ Hybrid_RL “	Gibt für jedes Hybridelement die erzeugte bzw. bezogene Energiemenge in einem Zeitschritt an.
„ Cells_1 “	Enthält die Residuallast und den Speicherstand, für jeden
„ Cells_1_hyb “	Energieträger und Zeitschritt, jeder Ebene-1-Zelle vor („ Cells_1 “) bzw. nach („ Cells_1_hyb “) dem Einsatz zelldienlicher Hybridelemente.

Auf Basis von „**Cells_1**“ wird in der MATLAB®-Funktion „func_berechne_Speicherauslastung“ für jeden Speicher die Häufigkeit der Speichernutzung innerhalb definierter Grenzen während definierter Perioden gezählt. Die durchschnittliche Speichernutzung eines Speichers in einem Zeitschritt ergibt sich aus der Division des mittleren Speicherstandes der aktuellen und des vorigen Zeitschrittes durch die Speicherkapazität. Mit dem Parameter „**bereiche**“ kann die Speichernutzung in Anzahl „**bereiche**“ Intervalle zwischen null und 100 Prozent unterteilt werden. Ist beispielsweise der Parameter „**bereiche**“ = 10, sind die Intervallgrenzen wie in Tabelle 20 dargestellt verteilt. Über den Parameter „**zt**“ kann der gesamte betrachtete Zeitraum unterteilt werden. Betrachtet man beispielsweise den Zeitraum von einem Jahr und ist „**zt**“ = 4, so wird das Jahr in vier gleich große Quartale unterteilt.

In der MATLAB®-Funktion „func_plots“ werden die Ergebnisse der Berechnung aufbereitet und grafisch dargestellt. Im Modell berechnete Leistungen werden von Wattstunden über „**t_factor**“ in Watt umgerechnet. Folgende grafischen Darstellungen werden im Anschluss an die Modellberechnung ausgegeben:

- Gesamtsystem Strom
In einer Grafik werden zwei Diagramme dargestellt. Diagramm Nr. 1 zeigt den zeitlichen Verlauf der im Gesamtsystem gespeicherte Strommenge in Wattstunden. Das zweite Diagramm enthält den Lastfluss über die Systemgrenze („**LF_3_stor_hyb**“-Strom), die Summe der Speicherstandveränderung der Stromspeicher, die summierte Stromerzeugung- oder den Stromverbrauch durch Hybridelemente („**Hybrid_RL**“) und die Summe der Stromresiduallasten aller Ebene-2-Zellen („**Cells_2**“), in Watt.
- Gesamtsystem Wärme
Die Darstellung erfolgt analog „Gesamtsystem Strom“.
- Gesamtsystem Gas
Die Darstellung erfolgt analog „Gesamtsystem Strom“.
- Vergleich der Lastflüsse
In dieser Grafik werden die unterschiedlichen berechneten Lastflüsse (vgl. Tabelle 18) dargestellt. Dadurch wird die Veränderung des Lastflusses durch den Einsatz von Speichern und Hybridelementen sichtbar.
- Umwandlung von Strom durch Hybridelemente
Die Grafik zeigt auf Basis von „**LF_3_stor_hyb**“-Strom wieviel an überschüssigem bzw. fehlendem Strom durch hybride Elemente („**Hybrid_RL**“) verbraucht oder erzeugt wird.

Die fünf erstellten Grafiken werden in den Formaten JPG®, FIG® und EPSC® gespeichert.

5 EMPIRISCHER TEIL

In den folgenden Kapiteln wird das betrachtete Szenario beschrieben und die Ergebnisse der Modellberechnung auf Basis des betrachteten Szenarios ausgewertet.

5.1 Betrachtetes Szenario

Im Szenario wird die Stadt Leoben im Jahr 2014 als eine Ebene-2-Zelle mit 44 Ebene-1-Zellen betrachtet. Die Zelleneinteilung wird von bereits durchgeführten Projekten am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik übernommen. Sie erfolgt nach topologischen Kriterien, sowie der Besiedlungs- und Netzstruktur. [25] Die physische Struktur des Fernwärme-, Gas- und Stromnetzes und die daraus abgeleitete und modellierte Zelleneinteilung (Abbildung 23 bis Abbildung 28) befinden sich im Anhang. Das Fernwärme- und Gasnetz ist in eine Flussrichtung beschränkt. Die Länge der einzelnen Leitungen ermittelt sich aus der Distanz zwischen den Zellmittelpunkten.

Die Residuallasten der einzelnen Zellen sind als Momentanleistungen in 15-Minuten-Schritten aufgelöst vom 1.1.2014 um 00:00 Uhr bis zum 31.12.2014 um 23:45 Uhr ebenfalls am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik vorhanden. Für die Energieträger Strom und Gas basieren die Residuallasten einer Ebene-1-Zelle auf einer Kombination von Gebäudekataster und verschiedenen Standardlastprofilen, sowie insbesondere bei gewerblichen oder industriellen Verbrauchern aus gemessenen Daten. Die Wärme-Residuallast einer Ebene-1-Zelle berechnet sich aus bekannten Jahresenergieverbrauchsdaten einer Ebene-1-Zeller unter Berücksichtigung der Jahrestemperatur mit Hilfe der Sigmoid-Funktion.

Für die Stromerzeugung aus PV-Anlagen werden für das betrachtete Szenario im Mittel ungefähr zwei Drittel des am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik ermittelten Stromerzeugungspotentiales aus PV-Anlagen angenommen.

Für die Bestimmung der Anzahl an Elektroautos wird aus dem bekannten Heizwärmebedarf jeder Ebene-1-Zelle, vom durchschnittlichen Wärmebedarf für Einfamilienhäuser (10 MWh/Jahr) und Mehrfamilienhäuser (80 MWh/Jahr) auf die Anzahl an Ein- und Mehrfamilienhäusern geschlossen. Zusätzlich wird angenommen, dass eines von vier Einfamilienhäusern sowie jedes Mehrfamilienhaus ein Elektrofahrzeug besitzt, wodurch die Anzahl an Elektrofahrzeugen je Ebene-1-Zelle bestimmt wird. Für Leoben errechnet sich daraus eine Gesamtanzahl von 1601 Elektrofahrzeugen. Der Strombedarf eines Elektrofahrzeuges ist aus der zugehörigen, modellierten Ladekurve abgeleitet.

Speicher für die Energieträger Strom und Wärme sind in jeder Ebene-1-Zelle in gleicher Anzahl wie Elektrofahrzeuge vorhanden. Die technischen Daten an Strom- und Wärmespeicher

orientieren sich an handelsüblichen Speichern für Privatanwender. Die Kapazität eines Stromspeichers beträgt 7,2 kWh mit einer Lade-/Entladeleistung von 4,8 kW. Für Leoben ergibt sich daraus eine Gesamtspeicherkapazität von 11,53 MWh. Ein Wärmespeicher hat eine Kapazität von 80 kWh und eine Lade-/ Entladeleistung von 10 kW. Alle Stromspeicher verhalten sich systemdienlich (Parameter „**Freigabe**“ = 1), die Wärmespeicher sind nicht freigegeben (Parameter „**Freigabe**“ = 0).

Hybridelemente sind nur in Form von Wärmepumpen in gleicher Anzahl wie Elektrofahrzeuge in jeder Ebene-1-Zelle vorhanden. Die technischen Daten der Wärmepumpe orientieren sich an handelsüblichen Daten für Privatanwender. Die Leistung der Wärmepumpen beträgt 3,3 kW elektrisch sowie 9,9 kW thermisch. Die Wärmepumpen werden zelldienlich betrieben.

5.2 Auswertung der Ergebnisse der Modellberechnung

In diesem Kapitel werden sowohl der Bedarf als auch Einsatzmöglichkeiten für Stromspeicher im betrachteten Szenario ermittelt. Dafür werden für die im Kapitel 3.1.4 definierten Speicheranwendungen Einsatzszenarien erarbeitet. Die monetäre Bewertung der Einsatzszenarien ist im Rahmen dieser Arbeit nicht vorgesehen.

Regel- und Ausgleichsenergie

Die im betrachteten Szenario definierten Stromspeicher entsprechen gängigen Eigenschaften von Stromspeichern für Privatanwender. Um diese Speicher für Regel- und Ausgleichsenergie einsetzen zu können, müssen die Speicherkapazitäten als virtueller Speicher vermarktet werden.

Im Kapitel 3.2 wurden die drei am Markt gehandelten Märkte für Regelenergie behandelt. Die ausgeschriebenen Produkte für Primär-, Sekundär-, und Tertiärregelung unterscheiden sich. In folgender Tabelle 19 sind die unterschiedlichen Produkte und die minimale Leistung für die jeweilige Regelenergie zusammengefasst. Im Folgenden soll untersucht werden, inwiefern Stromspeicher für die in Tabelle 19 dargestellten Arten von Regelenergie und die jeweiligen Produkte geeignet sind. Unter positiver Regelenergie versteht man den Einsatz eines Regelenergielieferanten als Erzeuger (entspricht im HyFlow-Modell einer negativen Residuallast des Speichers), negativer Regelenergie als Drosselung der Einspeisung bzw. Verbrauch (entspricht im HyFlow-Modell einer positiven Residuallast des Speichers). [30] Für diese Betrachtung werden Speicher und deren Speicherkapazität sowie Lade- bzw. Entladeleistung in allgemeiner Form und unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Szenarienberechnung betrachtet.

Tabelle 19: Übersicht Regelenergiemärkte

Regelenergie	Produkte	Min. Leistung
Primär	Mo 00:00 Uhr bis So 24:00 für positive und negative Primärregelenergie.	1 MW
Sekundär	Täglich von 00:00 Uhr bis 24:00 Uhr oder täglich sechs Produktzeitscheiben (00:00 bis 04:00, 04:00 bis 08:00 usw.) für positive oder negative Sekundärregelenergie.	5 MW
Tertiär	Täglich sechs Produktzeitscheiben (00:00 bis 04:00, 04:00 bis 08:00 usw.) oder gleiche Produktzeitscheibenintervalle von Montag bis Freitag und Samstag bis Sonntag für positive oder negative Tertiärregelenergie.	1 MW

In Tabelle 20 ist die durchschnittliche Auslastung aller im Szenario vorhandenen Stromspeicher in den vier definierten Quartalen dargestellt. Durch die systemdienliche Parametrierung der Stromspeicher korreliert die Speichernutzung der Stromspeicher sehr stark. Man erkennt, dass im Winter und Herbst die Stromspeicher tendenziell unausgelastet sind, während im Frühling und Sommer die Speichernutzung ansteigt.

Tabelle 20: Durchschnittliche Speicherauslastung

Speichernutzung (SN) [%]	Quartal 1	Quartal 2	Quartal 3	Quartal 4
	Dez - Feb	Mär - Mai	Jun - Aug	Sep - Nov
0 <= SN <= 10	7186	2407	1957	4608
10 < SN <= 20	138	281	336	393
20 < SN <= 30	123	245	269	278
30 < SN <= 40	117	235	234	227
40 < SN <= 50	75	190	223	182
50 < SN <= 60	98	225	235	202
60 < SN <= 70	74	199	239	169
70 < SN <= 80	102	250	287	197
80 < SN <= 90	122	360	353	261
90 < SN <= 100	723	4369	4628	2243

Die Primärregelleistung muss für sieben Tage sowohl positiv als auch negativ jederzeit erbracht werden können. Im schlimmsten Fall muss angenommen werden, dass die Primärregelleistung ausschließlich positiv oder negativ über den kompletten Zeitraum von sieben Tagen erbracht werden muss. Um die minimal notwendige Leistung für Primärregelenergie von 1 MW über den Zeitraum einer Woche (= 168 Stunden) erbringen zu

können, ist ein Stromspeicher in der Dimension von 336 MWh erforderlich. Ausgehend von einem zu 50 Prozent gefülltem Stromspeicher, kann sich der Speicherstand auf und zwischen beiden, in Abbildung 18 dargestellten, Kurven befinden.

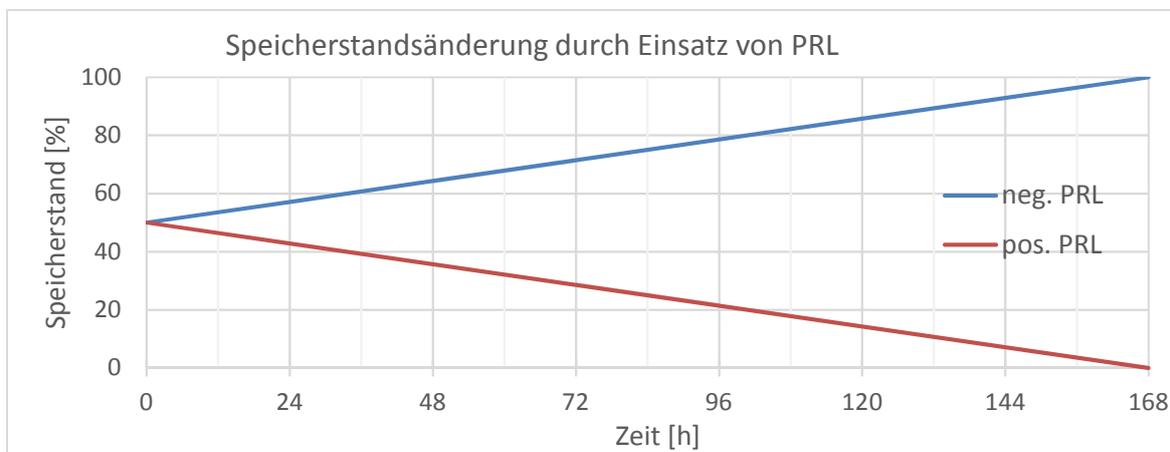


Abbildung 18: Speicherstandsänderung durch Einsatz von PRL

Realistisch wird über den Zeitraum einer Woche ein wesentlich geringerer Anteil an PRL abgerufen. Da sowohl positive als auch negative PRL laufend abgerufen wird, schwankt der Speicherstand, statt sich in eine Richtung zu bewegen. Im Folgenden soll anhand von zwei zufällig gewählten Wochen im Winter- und Sommerquartal, unter Berücksichtigung des aktuellen Speicherstandes als Ergebnis der Szenarioberechnung, untersucht werden, ob die im Szenario vorhandenen Stromspeicher zur Erbringung von PRL eingesetzt werden können. Das Winter und Sommerquartal stellen jeweils einen Extremfall dar, da die minimale bzw. maximale PV-Erzeugung vorhanden ist. Der aktuelle Speicherstand darf in den betrachteten Wochen nie die maximale Speicherkapazität (= 11,53 MWh) über- bzw. minimale Speicherkapazität (= 0 MWh) unterschreiten. Zusätzlich wird angenommen, dass der angebotene Leistungspreis für PRL variabel ist. Damit soll eine unterschiedliche Abruffrequenz von PRL erreicht werden. Die folgenden Abbildungen zeigen den Verlauf des Stromspeicherstandes bei einem Abruf von PRL in Höhe von 1 MW ab einem Bedarf an PRL ab 0 MWh, 10 MWh, 20 MWh und 40 MWh im Jänner und Juli 2014. Die Daten für den 6. Jänner und 12. Jänner, für die in Abbildung 19 dargestellten Speicherstandverläufe, befinden sich im Anhang in Tabelle 21.

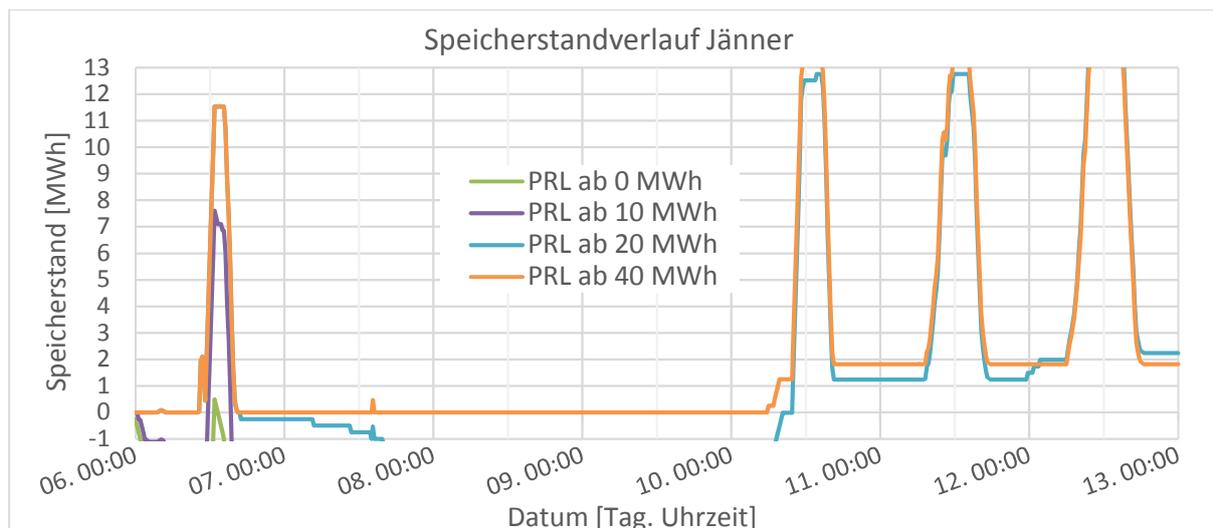


Abbildung 19: Speicherstandverlauf Jänner

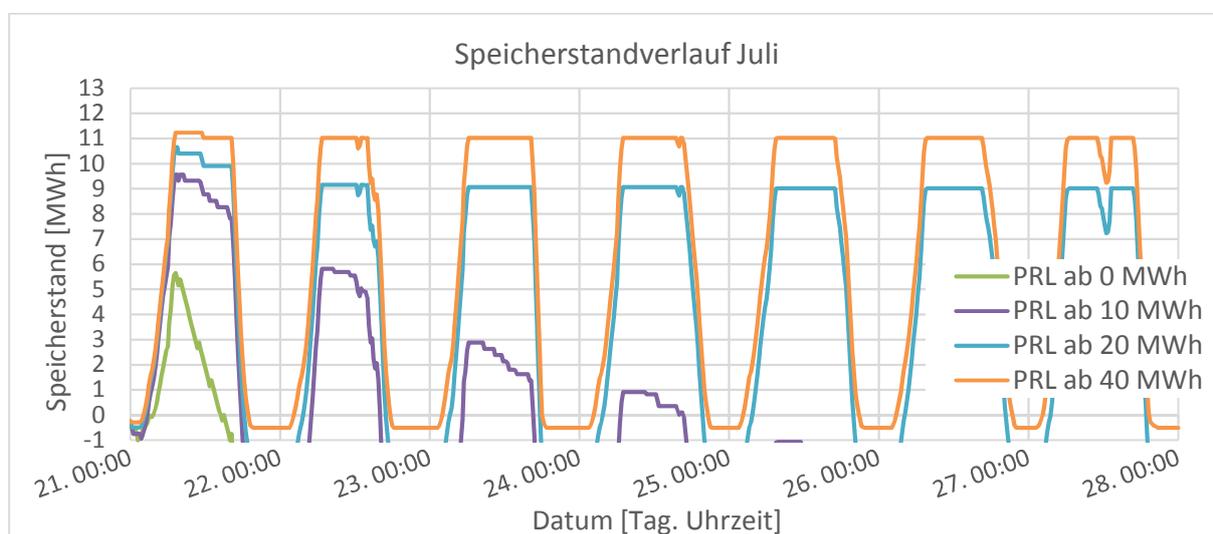


Abbildung 20: Speicherstandverlauf Juli

Wie in Abbildung 19 und Abbildung 20 zu sehen ist, wird der minimale und/ oder maximale Speicherstand in fast jedem betrachteten Fall unterschritten. Dieser Sachverhalt liegt daran, dass die Bereitstellung von PRL bereits ab Mitternacht erfolgen muss, einem Zeitpunkt an dem die Stromspeicher im betrachteten Szenario häufig leer sind und somit positive PRL nur sehr eingeschränkt erbracht werden kann. Einzig im Jänner wird im Szenario PRL ab 40 MWh der zulässige Speicherstandbereich nicht verlassen, was daran liegt, dass über die gesamte Woche der Bedarf an PRL nie größer 40 MWh ist. Der Einsatz des im Szenario definierten Speichers zur Erbringung von PRL wird aufgrund des schnellen Verlassens des zulässigen Speicherbereichs als nicht sinnvoll erachtet. Bei einer geringen Abruffrequenz von PRL müsste der Speicherstand immer in einem bestimmten Bereich gehalten werden, um sowohl positive als auch negative PRL zur Verfügung stellen zu können. Dieser Sachverhalt wurde nicht weiter untersucht.

Für die SRL können zwei unterschiedlichen Erbringungszeiträume für positive oder negative SRL gewählt werden. Wie bei der PRL muss davon ausgegangen werden, dass die SRL im schlimmsten Fall über den gesamten Angebotszeitraum erbracht werden muss, allerdings kann die gesamte Speicherkapazität genutzt werden, da entweder positive oder negative SRL geliefert werden muss. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 21 für die Erbringung negativer SRL über einen Zeitraum von 24 Stunden dargestellt. Der Speicherstand kann sich dabei zwischen der Nulllinie und der blauen Linie bewegen. Um die minimale SRL von 5 MW dauerhaft erbringen zu können, ist eine Stromspeicherkapazität von 120 MWh für einen 24-Stunden-Block bzw. 20 MWh für einen vier-Stunden-Block erforderlich.

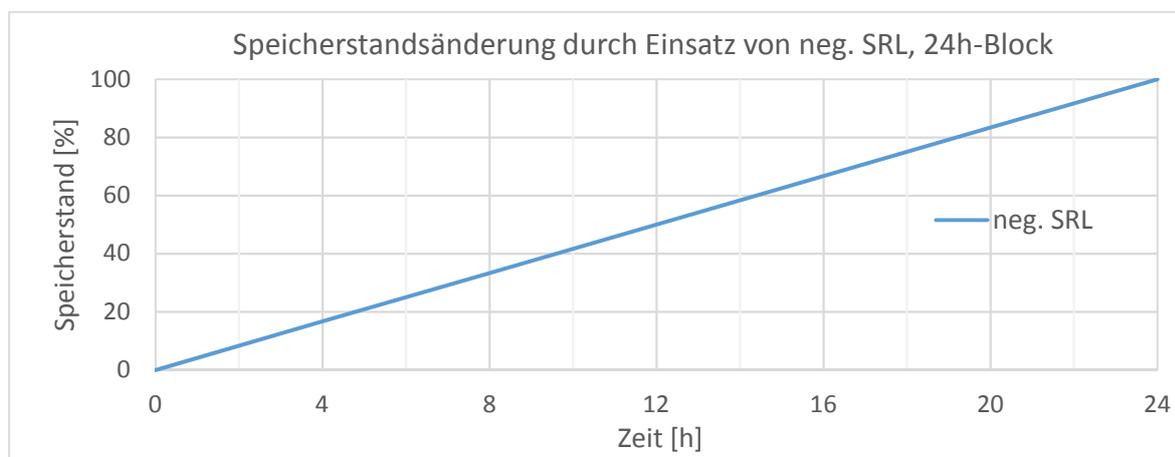


Abbildung 21: Speicherstandsänderung durch Einsatz von SRL

Die Erbringung von SRL über einen Zeitraum von 24 Stunden ist aufgrund der zu geringen Speicherkapazität nicht möglich. Betrachtet man den Speicherverlauf über den Zeitraum einer Woche in unterschiedlichen Quartalen (vgl. Abbildung 22), wird deutlich, dass der tägliche Verlauf der Speicherstände in unterschiedlichen Jahreszeiten ähnlich verläuft, und zu bestimmten Zeiten jahreszeitunabhängig Kapazitäten verfügbar sind. In Abbildung 22 ist sichtbar, dass speziell in den Nachtstunden gehäuft freie Speicherkapazitäten vorhanden sind. Die Zeitscheiben 20:00 bis 24:00 sowie 00:00 bis 04:00 und 04:00 bis 8:00 sind zur Bereitstellung negativer SRL grundsätzlich geeignet, sofern die notwendige Speicherkapazität und Regelleistung in Höhe von 20 MWh bzw. 5 MW verfügbar ist. Die verbleibenden Zeitscheiben können unter Umständen für die Erbringung positiver SRL genutzt werden, sofern genannte Bedingungen erfüllt sind. Die Gesamtspeicherkapazität im betrachteten Szenario beträgt allerdings nur 11,53 MWh, wodurch die Verfügbarkeit der angebotenen SRL über den Angebotszeitraum nicht sichergestellt ist.

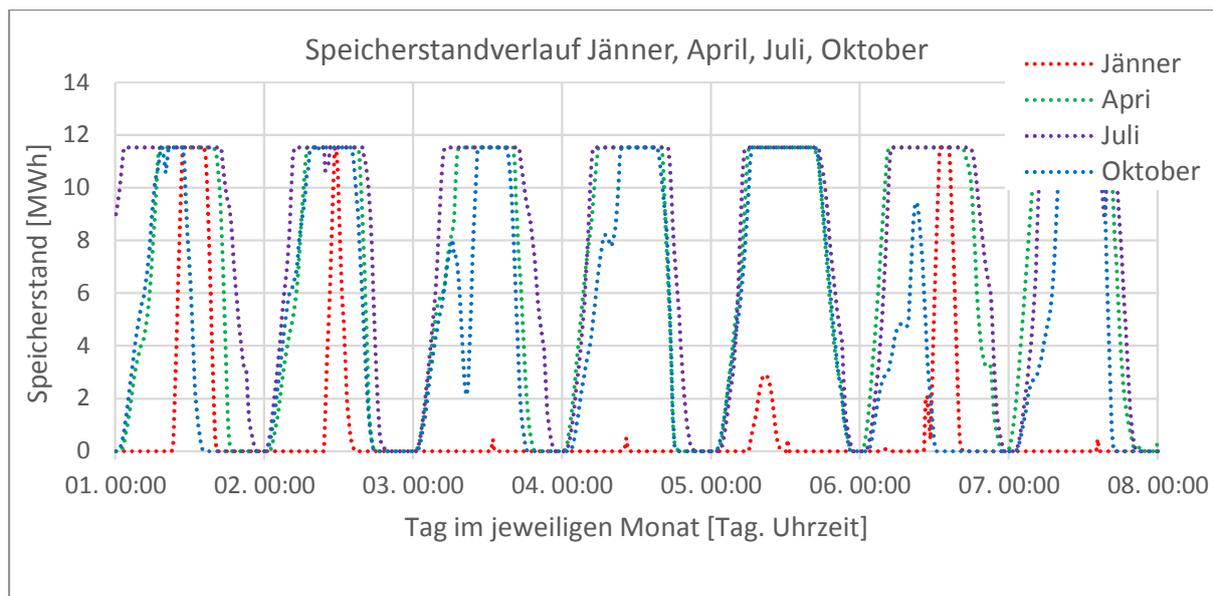


Abbildung 22: Speicherstandverlauf in unterschiedlichen Quartalen

Über die Abrufhäufigkeit der SRL, die sich primär am gebotenen Leistungspreis für SRL orientiert, kann mit gewissem Risiko der Einsatz von SRL gesteuert werden. Wenn der gebotene Leistungspreis für SRL hoch ist, wird SRL selten abgerufen. Für diesen Fall wäre eine geringere Speicherkapazität theoretisch ausreichend, wobei immer das Risiko besteht, der Lieferverpflichtung von SRL nicht nachkommen zu können.

Zur Erbringung von TRL können drei unterschiedliche Erbringungszeiträume für positive oder negative TRL gewählt werden. Die Erbringungszeiträume gliedern sich in Montag bis Freitag (täglich je 4 Stunden), Samstag bis Sonntag (täglich je 4 Stunden) sowie täglich. In jedem der Erbringungszeiträume kann TRL in bis zu sechs Produktzeitscheiben erbracht werden. Im Markt für TRL kann ab einer Leistung von 1 MW, mit einer möglichen Erhöhung in 1 MW Schritten, geboten werden. Aus den Erkenntnissen der Betrachtung der SRL, unter Berücksichtigung von Tabelle 20 und Abbildung 22, kann aufgrund der vergleichsweise geringen Menge an anzubietender TRL und ausreichend vorhandener Speicherkapazitäten im Szenario, negative TRL ganzjährig in den Nachtzeitscheiben, sowie positive TRL im Frühling und Sommer in den Tageszeitscheiben erbracht werden. Die Bereitstellung positiver TRL benötigt einen ausreichend gefüllten Speicher (mind. 4 MWh), welcher im Frühling und Sommer durch die Stromerzeugung aus PV-Anlagen gesichert ist. Im Herbst und Winter sind ausreichend gefüllte Speicher nicht immer vorhanden. Über z.B. Wetterprognosen, in Kombination mit Teilnahme an täglichen Ausschreibungen zur Lieferung von TRL, besteht die Möglichkeit die Nutzung der Speicher zur Erbringung von TRL in diesen Zeiträumen weiter zu optimieren, was in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet wurde.

Infrastrukturentlastung

Im Verlauf eines Jahres des betrachteten Szenarios kommt es im Stromnetz gelegentlich zu Leitungsüberlastungen zwischen Ebene-1-Zellen oder Verlassen des zulässigen Spannungsbandes an einer Ebene-1-Zelle. Vor einem Einsatz von Speichern muss geprüft werden, ob beispielsweise eine Leitungsüberlastung in der Realität ebenfalls auftritt oder Engpässe im Leitungsnetz, bedingt durch die Modellierung, entstehen. Durch den Einsatz von Speichern können Übertragungsleitungen lokal entlastet und in weiterer Folge eine Leitungsüberlastung verhindert werden. Eine genauere Analyse dieses Sachverhaltes wurde nicht durchgeführt. Für genannte Einsatzzwecke existieren derzeit keine Geschäftsmodelle.

Arbitrage

Die Nutzung von Stromspeichern, um vom zeitlichen Verlauf von Preisdifferenzen profitieren zu können, kann in unterschiedlichen Ausprägungsformen erfolgen. Ein zelldienlicher Stromspeicher kann beispielsweise den PV-Eigennutzungsgrad erhöhen, oder von zeitvariablen Stromtarifen profitieren. Im Fall eines systemdienlichen Einsatzes von Stromspeichern erfolgt die Steuerung nicht durch die Residuallast der zugehörigen Zelle, sondern auf Basis der Residuallast des Gesamtsystems. Die private (= zelldienliche) Nutzung eines, zur Erhöhung der PV-Eigennutzung oder ausnützen zeitvariabler Stromtarife, Stromspeichers ist bereits möglich. Für systemdienliches Verhalten sind derzeit keine Geschäftsmodelle existent.

Zusätzlich können monetäre Vorteile für den Besitzer durch Kombination von Arbitrage und Regel- und Ausgleichsenergie entstehen. Bietet man z.B. am Beginn der Nacht (Produktzeitscheibe 20:00 bis 00:00 und 00:00 bis 04:00) Stromspeicher zur Bereitstellung von negativer Regel- und Ausgleichsenergie an und es erfolgt keine Ladung des Speichers durch die Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie, kann der Speicher in der Folgezeit unter Ausnutzung zeitvariabler Tarife (preiswerter Nachtstrom) geladen werden, um Morgenspitzen abzudecken.

6 DISKUSSION

Aufgrund der komplexen Aufgabenstellung und eines vorgegebenen Zeitrahmens mussten, zur Bearbeitung der Aufgabenstellung im Rahmen der Masterarbeit, bestimmte Schwerpunkte gesetzt werden, was im Folgenden diskutiert wird und dabei gleichzeitig mögliches Erweiterungs- und Verbesserungspotential des HyFlow-Modells aufzeigt. Optimierungen jeglicher Form sind im HyFlow-Modell nicht implementiert. Um diese Schwachstelle möglichst zu beseitigen, wurde im Rahmen der Modellierungsaufgabe darauf geachtet, physikalisch korrekte und sinnvolle Annahmen zu treffen sowie notwendige Beschränkungen einzuführen. Eine Annahme ist beispielsweise die Fokussierung auf den Energieträger Strom, d.h. im HyFlow-Modell wird ausschließlich versucht die Residuallast von Strom zu minimieren. Da Stromnetze, bedingt durch den Ausbau erneuerbarer Energien, besonders belastet sind, erscheint diese Annahme gerechtfertigt. Einschränkungen gibt es im Bereich der Speicher und Hybridelemente. So kann in der unteren Zellebene in einer Zelle nur jeweils ein Speicher für jeden Energieträger sowie ein Hybridknoten definiert werden. Die Definition von beispielsweise zwei Hybridknoten in einer Zelle der unteren Zellebene ist nicht möglich. Die Berechnung der Stromlastflüsse erfolgt mit Hilfe der DC-Lastflussrechnung, wodurch ein maximaler Fehler im unteren, einstelligen Prozentbereich entsteht. Der Ersatz der DC-Lastflussrechnung durch die AC-Lastflussrechnung bietet sich in diesem Fall an, was aufgrund der komplexeren Berechnung die Rechenzeit erhöht. Im Bereich der Gas- und Wärmenetze können derzeit keine Ringstrukturen abgebildet werden. Bei der Programmierung des HyFlow-Modells wurde auf eine möglichst klar abgetrennte und modulare Programmierung geachtet. Änderungen, Optimierungen sowie Erweiterungen des HyFlow-Modells können dadurch implementiert werden. Aufgrund der Vielzahl und Komplexität der notwendigen Daten, die zumindest überblicksmäßige Kenntnisse über die Programmierung erfordern, könnte ein GUI (graphical user interface) die Nutzung des HyFlow-Modells durch Dritte stark vereinfachen.

Die im betrachteten Szenario getroffenen Annahmen beeinflussen die beschriebenen Ergebnisse. Variiert man die Parameter Nutzung des ermittelten PV-Potentiales, Durchdringungsrate von Elektroautos, Wärmepumpen und Strom- sowie Wärmespeicher, verändern sich die Residuallasten der jeweiligen Zellen. Daraus folgt, dass sich auch die Ergebnisse der Modellberechnung verändern können. Die Auswirkungen einer unterschiedlichen Parametrierung wurden im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter untersucht.

7 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Im Zuge dieser Arbeit ist ein Modell zur Abbildung, Bilanzierung und Analyse von hybriden Energienetzen auf Basis des zellularen Ansatzes erfolgreich entwickelt worden. Das Modell ermöglicht die Definition von Erzeuger als auch Verbraucher, Speicher und der Netztopologie für die Energieträger Strom, Wärme und Gas. Zusätzlich können Hybridelemente zur Umwandlung von Energieträgern definiert werden. Das Modell ist in der Lage die Auflösung und die Größe des betrachteten Bilanzraumes sowie den betrachteten Zeitraum flexibel und somit variabel abzubilden. Das Ergebnis der Modellberechnung ist mehr als eine Energiebilanz des betrachteten Bilanzraumes, da physikalische Lastflüsse und die dadurch entstehenden Verluste im Netz berücksichtigt werden. Es besteht weiters die Möglichkeit Lastflüsse in jeder Zellebene nachzuvollziehen, woraus detaillierte Analysen abgeleitet werden können.

Die Modellierung und Berechnung eines definierten Szenarios liefern als Ergebnis den zeitlichen Verlauf der genutzten Stromspeicherkapazitäten. Aus diesem zeitlichen Verlauf der genutzten Stromspeicherkapazitäten wurden ungenutzte Stromspeicherkapazitäten aufgezeigt und auf zusätzliche, mögliche Speicherdienstleistungen im Bereich von Ausgleichs- und Regelernergie, Infrastrukturentlastung als auch Arbitrage untersucht. Im Bereich der Ausgleichs- und Regelernergie wurde der zeitliche Verlauf des Speicherstands mit dem Bedarf an Regelernergie saldiert und untersucht ob der zulässige Speicherbereich eingehalten wird. Im Bereich der Infrastrukturentlastung sowie Arbitrage können mangels marktreifer Geschäftsmodelle nur potentielle Einsatzzwecke aufgezeigt werden. Für das betrachtete Szenario ergeben sich folgende, potentielle Speicherdienstleistungen. Zur Erbringung von Ausgleichs- und Regelernergie eignen sich die Stromspeicher im betrachteten Szenario ausschließlich im Bereich der Tertiärregelung. Um Primär- oder Sekundärregelung anbieten zu können, müssten die Stromspeicherkapazitäten erhöht werden. Vor dem Einsatz eines Stromspeichers zur Infrastrukturentlastung ist zu prüfen, ob der im Modell ermittelte Bedarf an Infrastrukturentlastung (z.B. Leitungsüberlastung) auch in der Realität besteht, oder sich der aufgezeigte Engpass aus der Modellierung ergibt. Die Nutzung von Arbitrage kann in unterschiedlichen Formen erfolgen und ist bereits heute für den Eigentümer eines Stromspeichers fallweise durch beispielsweise zeitvariable Tarife oder Einspeicherung von eigenerzeugtem PV-Strom möglich.

Abschließend ist festzuhalten, dass derzeit mit Ausnahme des Marktes für Ausgleichs- und Regelernergie keine zugänglichen Märkte für Speicherdienstleistungen existieren. Zukünftig können sich durch die Entwicklung von Geschäftsmodellen in diesen Bereichen weitere interessante Forschungsfelder ergeben. Wenn zukünftig Geschäftsmodelle für

Speicherdienstleistungen am Markt existieren kann eine monetäre Bewertung der Speicherdienstleistungen erfolgen. Durch die Kombination von unterschiedlichen Speicherdienstleistungen ergibt sich die Möglichkeit zur Optimierung der Erträge. In diese Optimierung können zusätzlich auch Verbrauchs-, Preis-, oder Wetterprognosen zur Abschätzung des zukünftigen Bedarfs und der Steigerung monetärer Erträge integriert werden.

8 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030*. URL https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de#tab-0-0 – Überprüfungsdatum 2018-06-27
- [2] DIE PRESSE: *EU hebt Ziel für Ökoenergie auf 32 Prozent an*. URL <https://diepresse.com/home/wirtschaft/energie/5446692/EU-hebt-Ziel-fuer-Oekoenergie-auf-32-Prozent-an> – Überprüfungsdatum 2018-06-27
- [3] EUROPEAN COMMISSION: *Energy roadmap 2050*. Luxembourg : Publications Office of the European Union, 2012
- [4] UMWELTBUNDESAMT; Fachgebiet I 2.5 Energieversorgung und -daten (Mitarb.): *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Dessau-Roßlau, Februar 2018
- [5] ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE (RMI) (Hrsg.); Garrett Fitzgerald, James Mandel, Jesse Morris (Mitarb.): *The economics of battery energy storage : How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid*. Boulder, Colorado, Oktober 2015
- [6] E-CONTROL: *Smart Meter - die intelligenten Zähler*. URL <https://www.e-control.at/konsumenten/energie-sparen/smart-metering> – Überprüfungsdatum 2018-06-27
- [7] E-CONTROL: *Was bringt Smart Metering?* URL <https://www.e-control.at/konsumenten/energie-sparen/smart-metering/was-bringt-smart-metering> – Überprüfungsdatum 2018-06-27
- [8] DIN EN 50160. 2008-04-01. *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2007*
- [9] FRAUNHOFER UMSICHT (Hrsg.): *Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie – Technische Anforderungen, ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenarien*. 2011
- [10] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN: *Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen : Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017*. Bonn, 18.06.2018

- [11] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK (Hrsg.): *Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene : Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netz*. 2015
- [12] STERNER, Michael ; STADLER, Ingo: *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin : Springer Vieweg, 2014 (SpringerLink : Bücher)
- [13] AUSTRIAN POWER GRID AG: *APG - Marktinformationen - Netzregelung*. URL <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung> – Überprüfungsdatum 2018-05-16
- [14] BRAUNER, Günther: *Energiesysteme : Regenerativ und dezentral*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016
- [15] AUSTRIAN POWER GRID AG: *APG - Marktinformationen - Ausschreibungen der Primärregelleistung in der Regelzone APG*. URL <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen> – Überprüfungsdatum 2018-05-16
- [16] NEXT KRAFTWERKE GMBH: *Primärreserve & Primärregelleistung - Was ist das?* URL <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie/primaerreserve-primaerregelleistung> – Überprüfungsdatum 2018-05-16
- [17] AUSTRIAN POWER GRID AG: *APG - Marktinformationen - Primärregelung*. URL <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung> – Überprüfungsdatum 2018-05-16
- [18] AUSTRIAN POWER GRID AG: *APG - Marktinformationen - Bedingungen zur Teilnahme an den Ausschreibungen für die Regelenergie*. URL <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/teilnahmebedingungen> – Überprüfungsdatum 2018-05-16
- [19] AUSTRIAN POWER GRID AG: *APG - Marktinformationen - Sekundärregelung*. URL <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung> – Überprüfungsdatum 2018-05-16
- [20] AUSTRIAN POWER GRID AG: *APG - Marktinformationen - Ausschreibungen der Sekundärregelleistung in der Regelzone APG*. URL <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen> – Überprüfungsdatum 2018-08-02
- [21] AUSTRIAN POWER GRID AG: *APG - Marktinformationen - Häufig gestellte Fragen zur Tertiärregelung*. URL <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/faq> – Überprüfungsdatum 2018-05-16

- [22] AUSTRIAN POWER GRID AG: *APG - Marktinformationen - Tertiärregelung*. URL <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung> – Überprüfungsdatum 2018-05-16
- [23] AUSTRIAN POWER GRID AG: *APG - Marktinformationen - Ausschreibungen der Tertiärregelung in der Regelzone APG*. URL <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen> – Überprüfungsdatum 2018-05-16
- [24] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK (Hrsg.): *Der zellulare Ansatz : Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende*. 2015
- [25] BÖCKL, Benjamin ; KRIECHBAUM, Lukas ; KIENBERGER, Thomas: Analysemethode für kommunale Energiesysteme unter Anwendung des zellularen Ansatzes. In: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (Hrsg.): *14. Symposium Energieinnovation : Energie für unser Europa*, 2016
- [26] PROF. DR. DR. H.C. HANS-JÜRGEN APPELRATH, DR.-ING. SEBASTIAN ROHJANS, JUN.-PROF. DR. SEBASTIAN LEHNHOFF, DR.-ING. ANDREAS KÖNIG: *Hybridnetze für die Energiewende : Forschungsfragen aus Sicht der IKT*. Berlin, 17.1.2013
- [27] THOMAS KAUFMANN: *Simulation des Betriebs eines DC Netzes*. Wien, TU Wien, Energiesysteme und Elektrische Antriebe. Diplomarbeit. Mai 2013. URL https://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/lehre/diplomarbeiten/Diplomarbeit_Kaufmann_0727095.pdf
- [28] MEDJROUBI, Wided ; MÜLLER, Ulf Philipp ; SCHARF, Malte ; MATKE, Carsten ; KLEINHANS, David: *Open Data in Power Grid Modelling : New Approaches Towards Transparent Grid Models*. In: *Energy Reports* 3 (2017), S. 14–21
- [29] THOMAS NACHT: *Lastflussbasierte Optimierungsalgorithmen in der Elektrizitätswirtschaft*. Graz, TU Graz, Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Diplomarbeit. April 2010. URL <https://diglib.tugraz.at/download.php?id=576a8ddbe1ed6&location=browse>
- [30] NEXT KRAFTWERKE GMBH: *Was ist Regelenergie?* URL <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>. – Aktualisierungsdatum: 2018-08-06

9 ANHANG

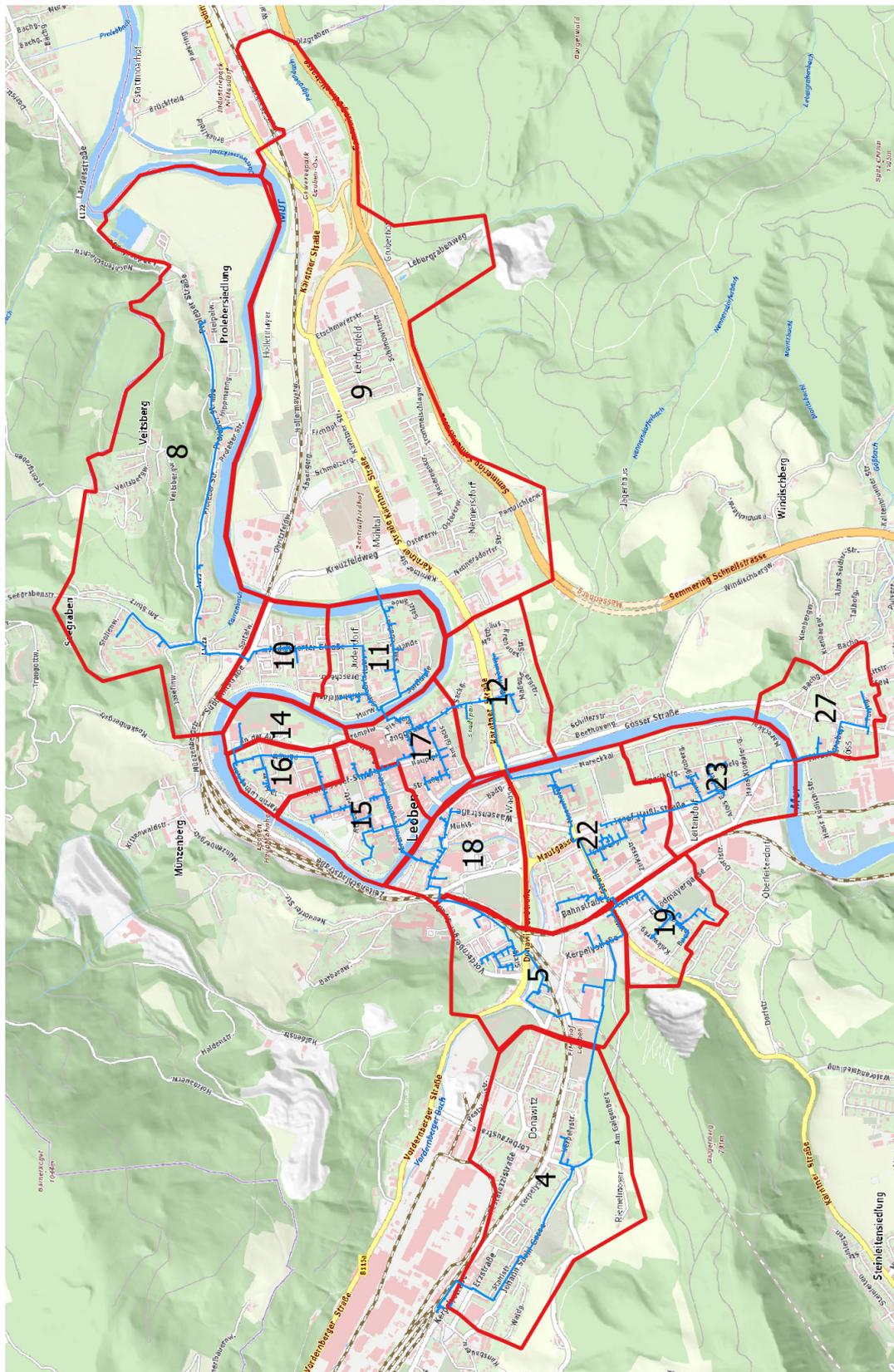


Abbildung 23: Fernwärmenetz Leoben

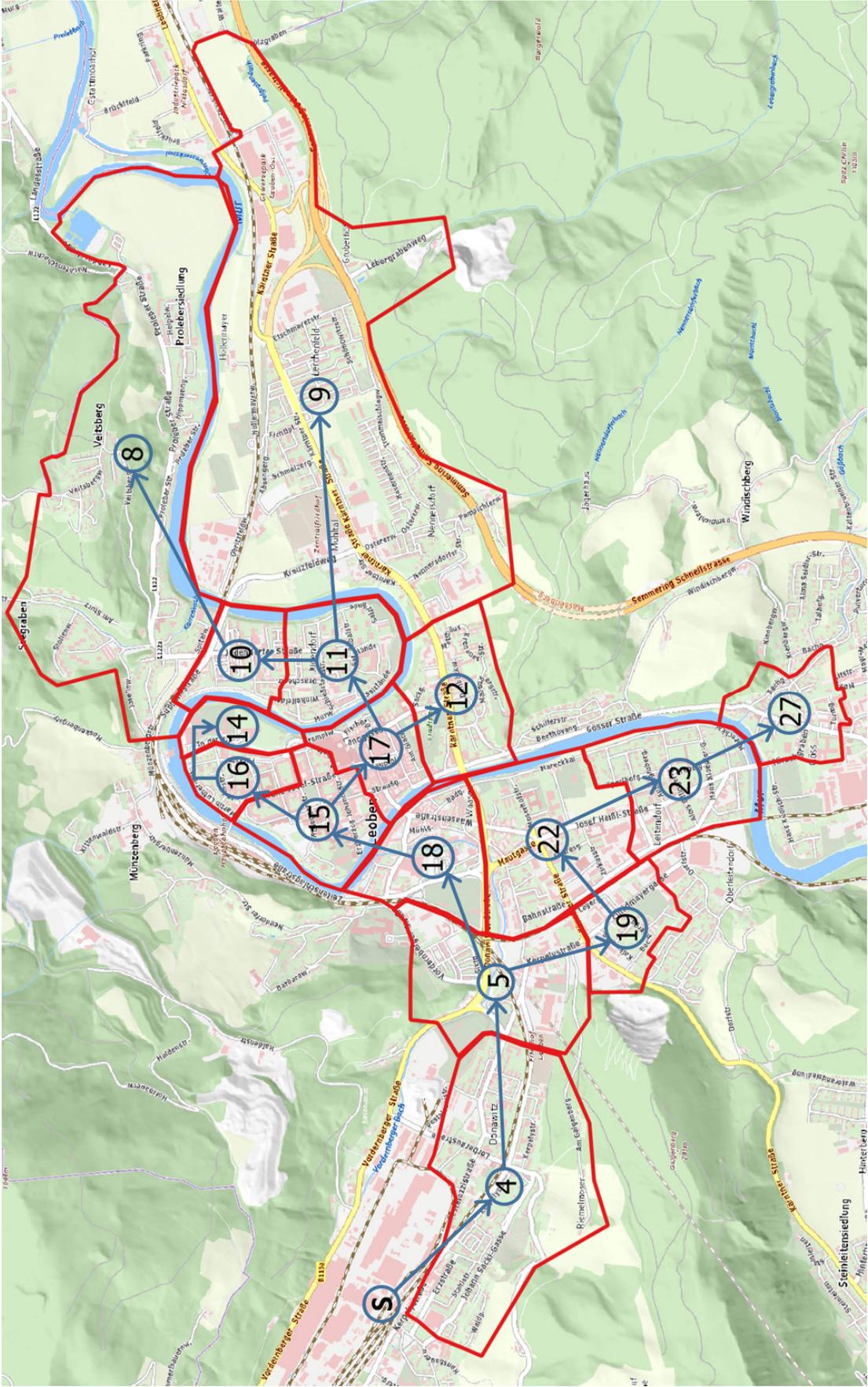


Abbildung 24: Fernwärmenetz Leoben Modellierung

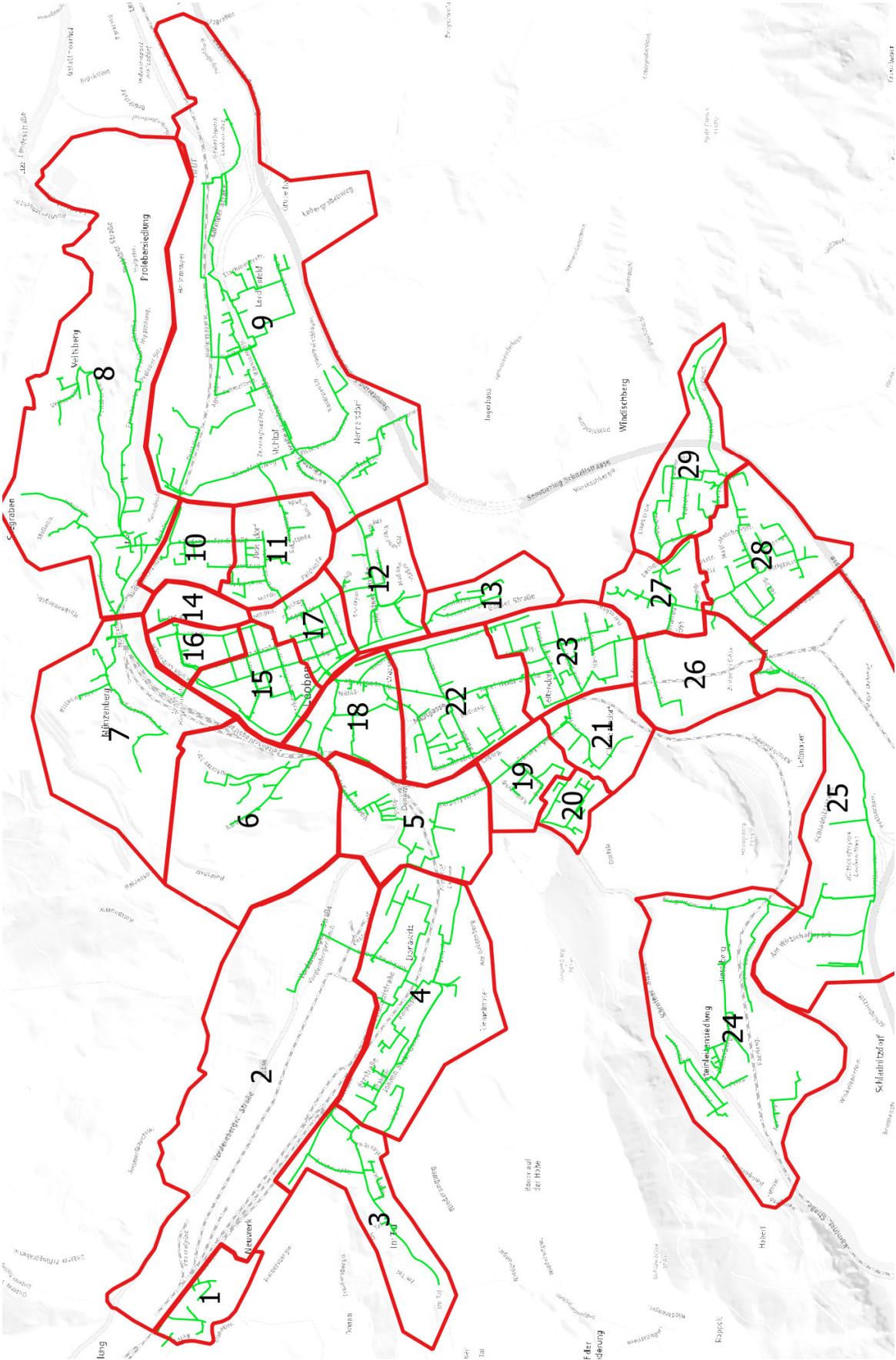


Abbildung 25: Gasnetz Leoben

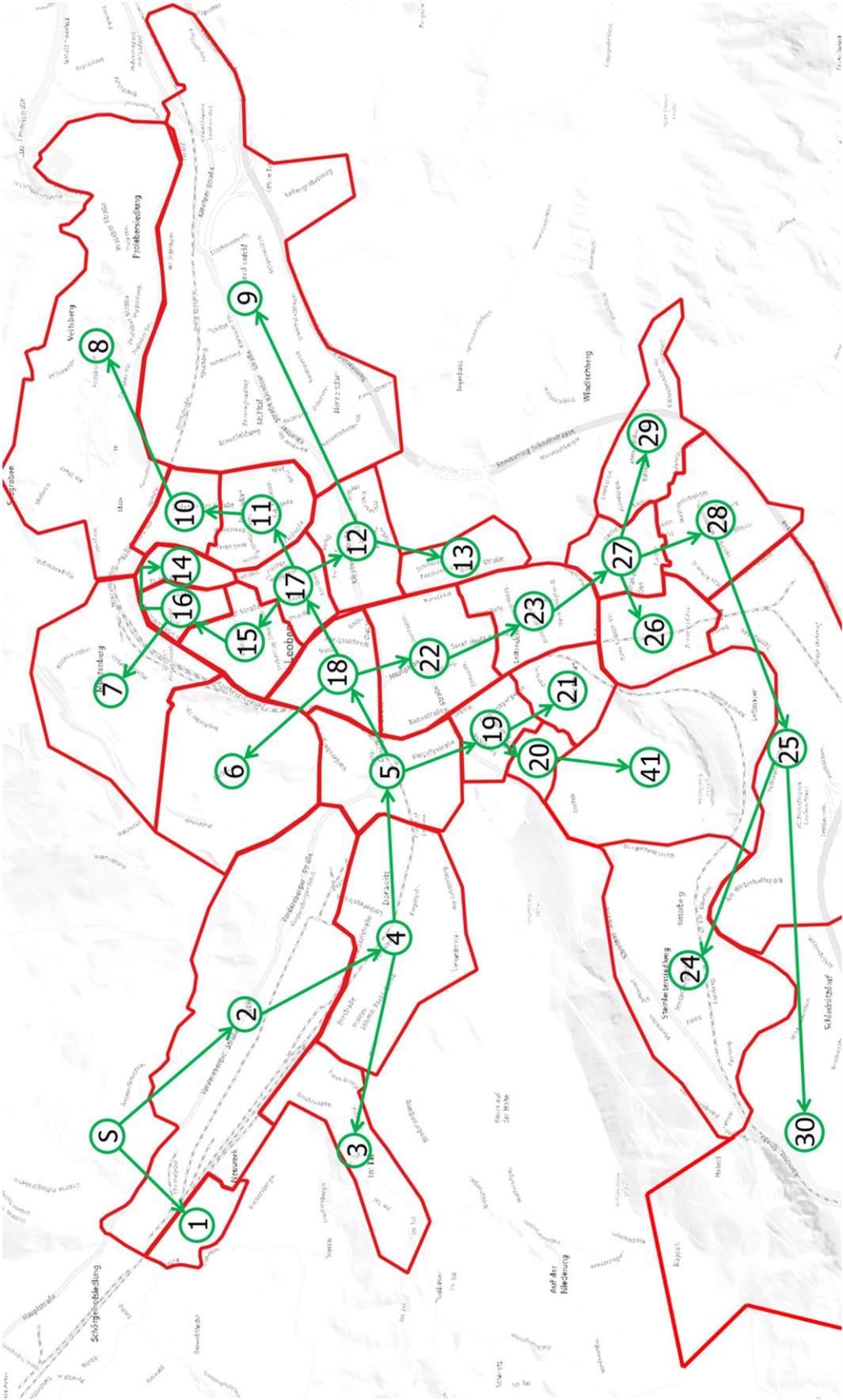


Abbildung 26: Gasnetz Leoben Modellierung

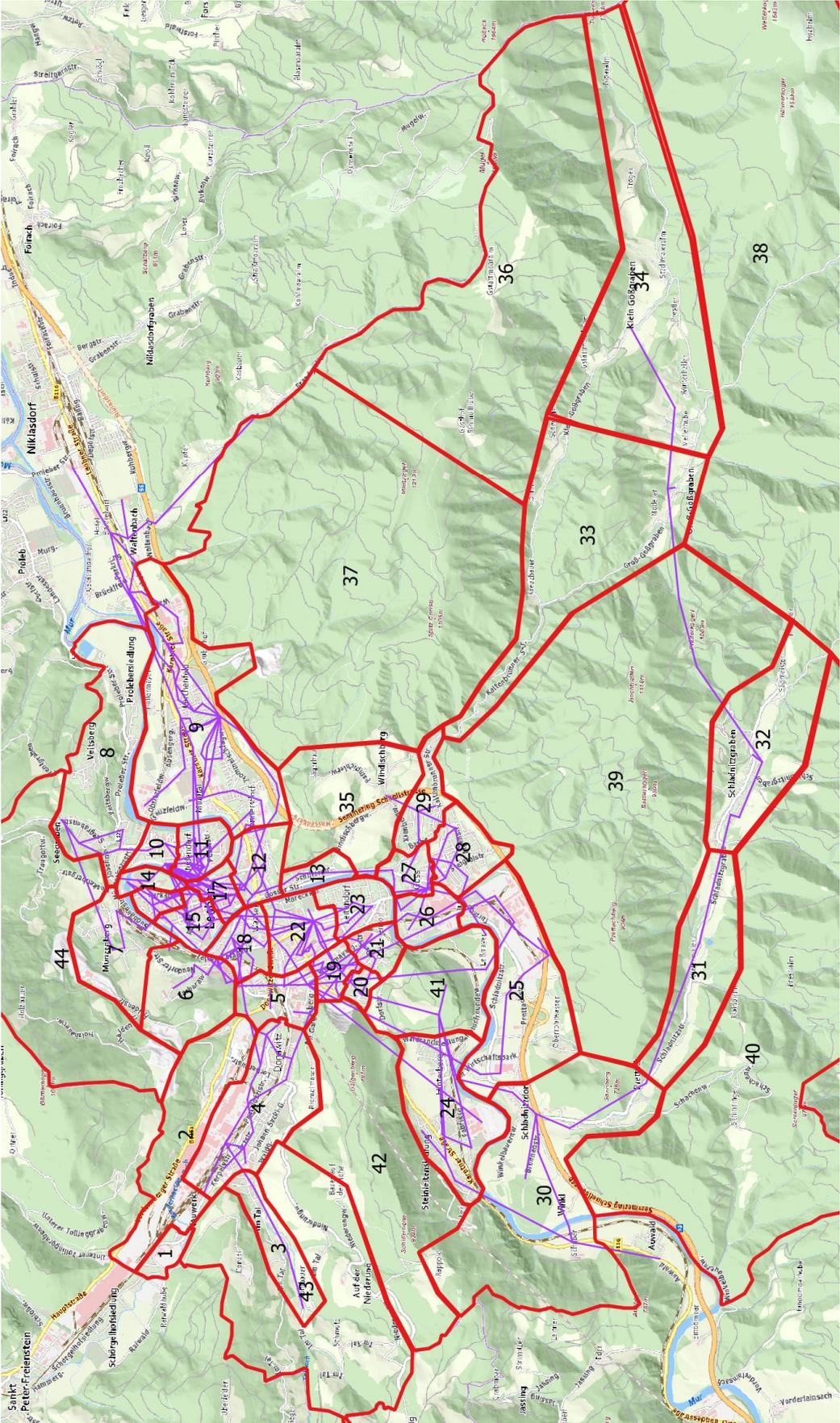


Abbildung 27: Stromnetz Leoben

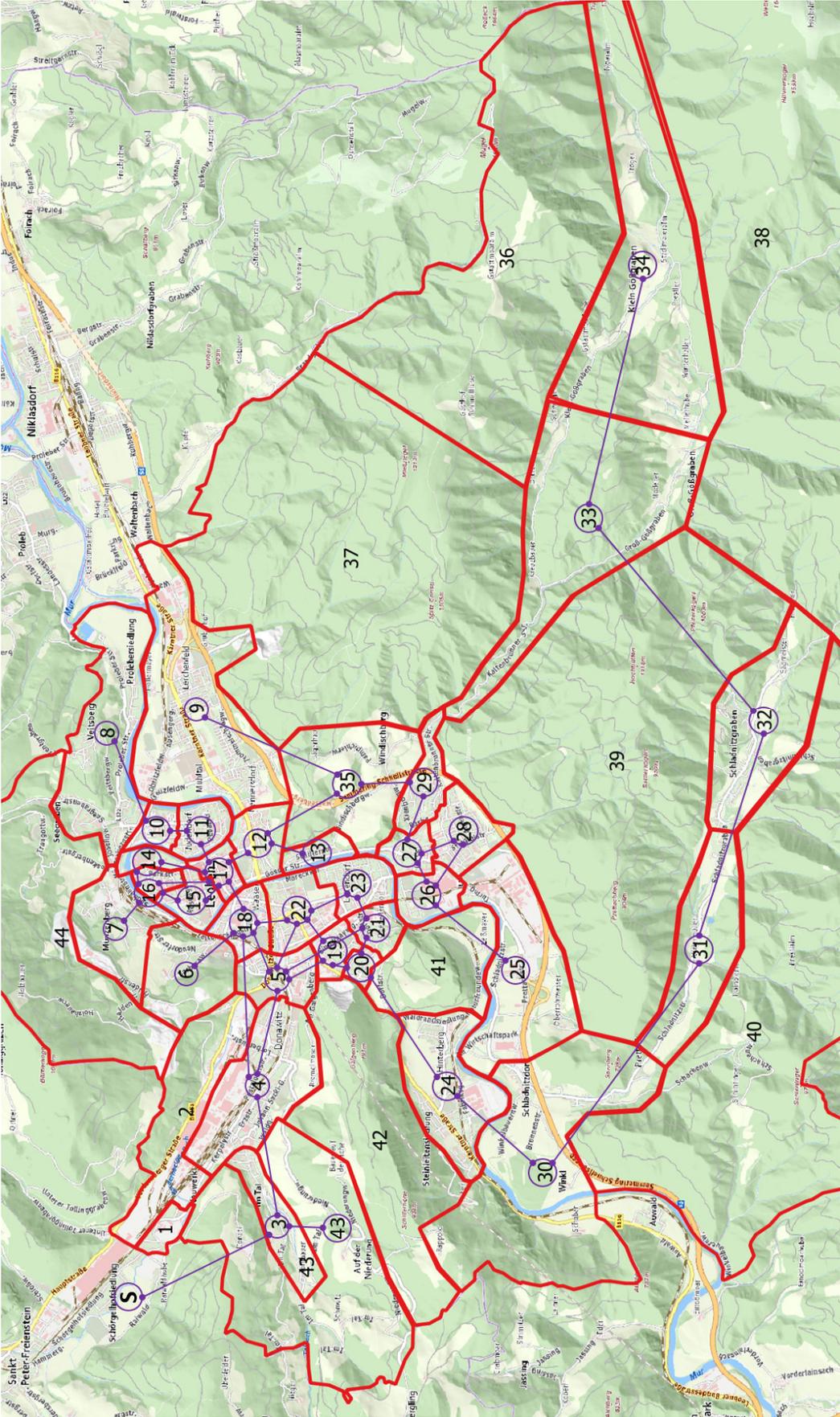


Abbildung 28: Stromnetz Leoben Modellierung

Tabelle 21: Saldo aus PRL und Speicherstand bei variablen PRL Einsatz

Datum, Zeit [Tag Uhrzeit]	Delta Speicher [MWh]	Bedarf PRL [MWh]	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 0 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 10 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 20 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 40 MWh Bedarf	Speicherstand PRL ab 0 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 10 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 20 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 40 MWh Bedarf [MWh]
6.1.14 0:00	0,00	-3,0	-0,25	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1.14 0:15	0,00	-3,6	-0,25	0,00	0,00	0,00	-0,3	0,0	0,0	0,0
6.1.14 0:30	0,00	-11,6	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-0,5	-0,3	0,0	0,0
6.1.14 0:45	0,00	-10,1	-0,25	-0,03	0,00	0,00	-0,8	-0,3	0,0	0,0
6.1.14 1:00	0,00	-16,3	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-1,0	-0,5	0,0	0,0
6.1.14 1:15	0,00	-16,4	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-1,3	-0,8	0,0	0,0
6.1.14 1:30	0,00	-11,4	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-1,5	-1,0	0,0	0,0
6.1.14 1:45	0,00	-9,6	-0,25	0,00	0,00	0,00	-1,8	-1,0	0,0	0,0
6.1.14 2:00	0,00	-10,3	-0,25	-0,08	0,00	0,00	-2,0	-1,1	0,0	0,0
6.1.14 2:15	0,00	-4,8	-0,25	0,00	0,00	0,00	-2,3	-1,1	0,0	0,0
6.1.14 2:30	0,00	-7,8	-0,25	0,00	0,00	0,00	-2,5	-1,1	0,0	0,0
6.1.14 2:45	0,00	-7,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-2,8	-1,1	0,0	0,0
6.1.14 3:00	0,00	-9,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-3,0	-1,1	0,0	0,0
6.1.14 3:15	0,00	-8,9	-0,25	0,00	0,00	0,00	-3,3	-1,1	0,0	0,0
6.1.14 3:30	0,00	-9,6	-0,25	0,00	0,00	0,00	-3,5	-1,1	0,0	0,0
6.1.14 3:45	0,04	-4,2	-0,25	0,00	0,00	0,00	-3,7	-1,1	0,0	0,0
6.1.14 4:00	0,05	-9,9	-0,25	0,00	0,00	0,00	-3,9	-1,0	0,1	0,1
6.1.14 4:15	0,00	-6,3	-0,25	0,00	0,00	0,00	-4,2	-1,0	0,1	0,1
6.1.14 4:30	-0,04	-4,4	-0,25	0,00	0,00	0,00	-4,5	-1,1	0,0	0,0
6.1.14 4:45	-0,03	-10,9	-0,25	-0,23	0,00	0,00	-4,7	-1,3	0,0	0,0
6.1.14 5:00	-0,01	-9,2	-0,25	0,00	0,00	0,00	-5,0	-1,3	0,0	0,0
6.1.14 5:15	0,00	-6,1	-0,25	0,00	0,00	0,00	-5,3	-1,3	0,0	0,0
6.1.14 5:30	0,00	-8,0	-0,25	0,00	0,00	0,00	-5,5	-1,3	0,0	0,0
6.1.14 5:45	0,00	-2,5	-0,25	0,00	0,00	0,00	-5,8	-1,3	0,0	0,0
6.1.14 6:00	0,00	-16,0	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-6,0	-1,6	0,0	0,0
6.1.14 6:15	0,00	-9,5	-0,25	0,00	0,00	0,00	-6,2	-1,6	0,0	0,0
6.1.14 6:30	0,00	0,8	0,20	0,00	0,00	0,00	-6,0	-1,6	0,0	0,0
6.1.14 6:45	0,00	-0,8	-0,21	0,00	0,00	0,00	-6,3	-1,6	0,0	0,0
6.1.14 7:00	0,00	-10,4	-0,25	-0,10	0,00	0,00	-6,5	-1,7	0,0	0,0
6.1.14 7:15	0,00	-8,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-6,8	-1,7	0,0	0,0
6.1.14 7:30	0,00	-14,0	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-7,0	-1,9	0,0	0,0
6.1.14 7:45	0,00	-9,1	-0,25	0,00	0,00	0,00	-7,3	-1,9	0,0	0,0

Datum, Zeit [Tag Uhrzeit]	Delta Speicher [MWh]	Bedarf PRL [MWh]	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 0 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 10 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 20 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 40 MWh Bedarf	Speicherstand PRL ab 0 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 10 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 20 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 40 MWh Bedarf [MWh]
6.1.14 8:00	0,00	0,9	0,23	0,00	0,00	0,00	-7,0	-1,9	0,0	0,0
6.1.14 8:15	0,00	-11,2	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-7,3	-2,2	0,0	0,0
6.1.14 8:30	0,00	-8,0	-0,25	0,00	0,00	0,00	-7,5	-2,2	0,0	0,0
6.1.14 8:45	0,00	-15,2	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-7,8	-2,4	0,0	0,0
6.1.14 9:00	0,00	4,4	0,25	0,00	0,00	0,00	-7,5	-2,4	0,0	0,0
6.1.14 9:15	0,00	-11,4	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-7,8	-2,7	0,0	0,0
6.1.14 9:30	0,00	-7,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-8,0	-2,7	0,0	0,0
6.1.14 9:45	0,00	-11,3	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-8,3	-2,9	0,0	0,0
6.1.14 10:00	0,00	2,5	0,25	0,00	0,00	0,00	-8,0	-2,9	0,0	0,0
6.1.14 10:15	0,02	-13,0	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-8,3	-3,2	0,0	0,0
6.1.14 10:30	1,92	-10,9	-0,25	-0,22	0,00	0,00	-6,6	-1,5	1,9	1,9
6.1.14 10:45	0,16	-10,6	-0,25	-0,14	0,00	0,00	-6,7	-1,5	2,1	2,1
6.1.14 11:00	-0,91	-6,9	-0,25	0,00	0,00	0,00	-7,8	-2,4	1,2	1,2
6.1.14 11:15	-0,74	-10,5	-0,25	-0,12	0,00	0,00	-8,8	-3,2	0,4	0,4
6.1.14 11:30	1,92	-5,2	-0,25	0,00	0,00	0,00	-7,2	-1,3	2,4	2,4
6.1.14 11:45	1,92	-4,4	-0,25	0,00	0,00	0,00	-5,5	0,6	4,3	4,3
6.1.14 12:00	1,92	-17,9	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-3,8	2,3	6,2	6,2
6.1.14 12:15	1,90	-2,8	-0,25	0,00	0,00	0,00	-2,2	4,2	8,1	8,1
6.1.14 12:30	1,75	-7,6	-0,25	0,00	0,00	0,00	-0,7	5,9	9,9	9,9
6.1.14 12:45	1,66	-4,8	-0,25	0,00	0,00	0,00	0,7	7,6	11,5	11,5
6.1.14 13:00	0,00	-14,5	-0,25	-0,25	0,00	0,00	0,5	7,4	11,5	11,5
6.1.14 13:15	0,00	-11,0	-0,25	-0,25	0,00	0,00	0,2	7,1	11,5	11,5
6.1.14 13:30	0,00	-9,4	-0,25	0,00	0,00	0,00	0,0	7,1	11,5	11,5
6.1.14 13:45	0,00	-5,2	-0,25	0,00	0,00	0,00	-0,3	7,1	11,5	11,5
6.1.14 14:00	0,00	-14,7	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-0,5	6,9	11,5	11,5
6.1.14 14:15	0,00	-7,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-0,8	6,9	11,5	11,5
6.1.14 14:30	-0,83	-2,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-1,8	6,0	10,7	10,7
6.1.14 14:45	-1,92	-3,2	-0,25	0,00	0,00	0,00	-4,0	4,1	8,8	8,8
6.1.14 15:00	-1,35	-8,4	-0,25	0,00	0,00	0,00	-5,6	2,8	7,4	7,4
6.1.14 15:15	-1,92	-10,1	-0,25	-0,03	0,00	0,00	-7,8	0,8	5,5	5,5
6.1.14 15:30	-1,92	-4,2	-0,25	0,00	0,00	0,00	-9,9	-1,1	3,6	3,6
6.1.14 15:45	-1,92	-10,1	-0,25	-0,02	0,00	0,00	-12,1	-3,1	1,7	1,7
6.1.14 16:00	-1,24	-7,5	-0,25	0,00	0,00	0,00	-13,6	-4,3	0,4	0,4
6.1.14 16:15	-0,33	-13,6	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-14,2	-4,9	0,1	0,1
6.1.14 16:30	-0,11	-11,4	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-14,5	-5,2	0,0	0,0

Datum, Zeit [Tag Uhrzeit]	Delta Speicher [MWh]	Bedarf PRL [MWh]	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 0 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 10 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 20 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 40 MWh Bedarf	Speicherstand PRL ab 0 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 10 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 20 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 40 MWh Bedarf [MWh]
6.1.14 16:45	0,00	2,9	0,25	0,00	0,00	0,00	-14,3	-5,2	0,0	0,0
6.1.14 17:00	0,00	-21,9	-0,25	-0,25	-0,25	0,00	-14,5	-5,5	-0,3	0,0
6.1.14 17:15	0,00	-2,4	-0,25	0,00	0,00	0,00	-14,8	-5,5	-0,3	0,0
6.1.14 17:30	0,00	-2,3	-0,25	0,00	0,00	0,00	-15,0	-5,5	-0,3	0,0
6.1.14 17:45	0,00	-9,1	-0,25	0,00	0,00	0,00	-15,3	-5,5	-0,3	0,0
6.1.14 18:00	0,00	0,4	0,09	0,00	0,00	0,00	-15,2	-5,5	-0,3	0,0
6.1.14 18:15	0,00	-16,5	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-15,4	-5,7	-0,3	0,0
6.1.14 18:30	0,00	-5,5	-0,25	0,00	0,00	0,00	-15,7	-5,7	-0,3	0,0
6.1.14 18:45	0,00	-9,1	-0,25	0,00	0,00	0,00	-15,9	-5,7	-0,3	0,0
6.1.14 19:00	0,00	-2,9	-0,25	0,00	0,00	0,00	-16,2	-5,7	-0,3	0,0
6.1.14 19:15	0,00	-11,5	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-16,4	-6,0	-0,3	0,0
6.1.14 19:30	0,00	-2,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-16,7	-6,0	-0,3	0,0
6.1.14 19:45	0,00	-15,2	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-16,9	-6,2	-0,3	0,0
6.1.14 20:00	0,00	-9,4	-0,25	0,00	0,00	0,00	-17,2	-6,2	-0,3	0,0
6.1.14 20:15	0,00	-9,4	-0,25	0,00	0,00	0,00	-17,4	-6,2	-0,3	0,0
6.1.14 20:30	0,00	-9,9	-0,25	0,00	0,00	0,00	-17,7	-6,2	-0,3	0,0
6.1.14 20:45	0,00	-10,6	-0,25	-0,15	0,00	0,00	-17,9	-6,4	-0,3	0,0
6.1.14 21:00	0,00	-8,1	-0,25	0,00	0,00	0,00	-18,2	-6,4	-0,3	0,0
6.1.14 21:15	0,00	-11,1	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-18,4	-6,6	-0,3	0,0
6.1.14 21:30	0,00	-1,4	-0,25	0,00	0,00	0,00	-18,7	-6,6	-0,3	0,0
6.1.14 21:45	0,00	-17,8	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-18,9	-6,9	-0,3	0,0
6.1.14 22:00	0,00	-2,0	-0,25	0,00	0,00	0,00	-19,2	-6,9	-0,3	0,0
6.1.14 22:15	0,00	-4,4	-0,25	0,00	0,00	0,00	-19,4	-6,9	-0,3	0,0
6.1.14 22:30	0,00	-6,3	-0,25	0,00	0,00	0,00	-19,7	-6,9	-0,3	0,0
6.1.14 22:45	0,00	-8,3	-0,25	0,00	0,00	0,00	-19,9	-6,9	-0,3	0,0
6.1.14 23:00	0,00	-8,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-20,2	-6,9	-0,3	0,0
6.1.14 23:15	0,00	-5,5	-0,25	0,00	0,00	0,00	-20,4	-6,9	-0,3	0,0
6.1.14 23:30	0,00	-15,3	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-20,7	-7,1	-0,3	0,0
6.1.14 23:45	0,00	-7,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-20,9	-7,1	-0,3	0,0
12.1.14 0:00	0,00	-8,8	-0,25	0,00	0,00	0,00	-102,6	-31,4	1,5	1,8
12.1.14 0:15	0,00	2,2	0,25	0,00	0,00	0,00	-102,4	-31,4	1,5	1,8
12.1.14 0:30	0,00	19,5	0,25	0,25	0,00	0,00	-102,1	-31,1	1,5	1,8
12.1.14 0:45	0,00	28,6	0,25	0,25	0,25	0,00	-101,9	-30,9	1,7	1,8
12.1.14 1:00	0,00	-10,5	-0,25	-0,13	0,00	0,00	-102,1	-31,0	1,7	1,8

Datum, Zeit [Tag Uhrzeit]	Delta Speicher [MWh]	Bedarf PRL [MWh]	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 0 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 10 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 20 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 40 MWh Bedarf	Speicherstand PRL ab 0 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 10 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 20 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 40 MWh Bedarf [MWh]
12.1.14 1:15	0,00	7,1	0,25	0,00	0,00	0,00	-101,9	-31,0	1,7	1,8
12.1.14 1:30	0,00	12,0	0,25	0,25	0,00	0,00	-101,6	-30,8	1,7	1,8
12.1.14 1:45	0,00	27,5	0,25	0,25	0,25	0,00	-101,4	-30,5	2,0	1,8
12.1.14 2:00	0,00	-15,0	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-101,6	-30,8	2,0	1,8
12.1.14 2:15	0,00	-12,0	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-101,9	-31,0	2,0	1,8
12.1.14 2:30	0,00	-6,8	-0,25	0,00	0,00	0,00	-102,1	-31,0	2,0	1,8
12.1.14 2:45	0,00	-0,4	-0,11	0,00	0,00	0,00	-102,3	-31,0	2,0	1,8
12.1.14 3:00	0,00	-15,5	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-102,5	-31,3	2,0	1,8
12.1.14 3:15	0,00	-13,0	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-102,8	-31,5	2,0	1,8
12.1.14 3:30	0,00	-11,4	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-103,0	-31,8	2,0	1,8
12.1.14 3:45	0,00	-9,9	-0,25	0,00	0,00	0,00	-103,3	-31,8	2,0	1,8
12.1.14 4:00	0,00	-4,3	-0,25	0,00	0,00	0,00	-103,5	-31,8	2,0	1,8
12.1.14 4:15	0,00	-12,1	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-103,8	-32,0	2,0	1,8
12.1.14 4:30	0,00	-11,4	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-104,0	-32,3	2,0	1,8
12.1.14 4:45	0,00	-12,9	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-104,3	-32,5	2,0	1,8
12.1.14 5:00	0,00	-5,3	-0,25	0,00	0,00	0,00	-104,5	-32,5	2,0	1,8
12.1.14 5:15	0,00	-9,3	-0,25	0,00	0,00	0,00	-104,8	-32,5	2,0	1,8
12.1.14 5:30	0,00	-8,9	-0,25	0,00	0,00	0,00	-105,0	-32,5	2,0	1,8
12.1.14 5:45	0,00	-9,4	-0,25	0,00	0,00	0,00	-105,3	-32,5	2,0	1,8
12.1.14 6:00	0,00	-1,9	-0,25	0,00	0,00	0,00	-105,5	-32,5	2,0	1,8
12.1.14 6:15	0,40	-8,2	-0,25	0,00	0,00	0,00	-105,4	-32,1	2,4	2,2
12.1.14 6:30	0,37	-6,9	-0,25	0,00	0,00	0,00	-105,2	-31,7	2,8	2,6
12.1.14 6:45	0,29	-7,4	-0,25	0,00	0,00	0,00	-105,2	-31,5	3,1	2,9
12.1.14 7:00	0,30	10,6	0,25	0,15	0,00	0,00	-104,6	-31,0	3,4	3,2
12.1.14 7:15	0,38	-4,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-104,5	-30,6	3,7	3,6
12.1.14 7:30	0,63	-11,9	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-104,1	-30,2	4,4	4,2
12.1.14 7:45	0,72	-15,2	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-103,7	-29,8	5,1	4,9
12.1.14 8:00	0,87	38,6	0,25	0,25	0,25	0,00	-102,5	-28,7	6,2	5,8
12.1.14 8:15	0,84	17,5	0,25	0,25	0,00	0,00	-101,5	-27,6	7,0	6,6
12.1.14 8:30	1,19	-5,6	-0,25	0,00	0,00	0,00	-100,5	-26,4	8,2	7,8
12.1.14 8:45	1,55	-12,9	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-99,2	-25,1	9,8	9,4
12.1.14 9:00	0,51	-2,3	-0,25	0,00	0,00	0,00	-99,0	-24,6	10,3	9,9
12.1.14 9:15	1,40	-14,0	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-97,8	-23,4	11,7	11,3
12.1.14 9:30	1,38	-8,2	-0,25	0,00	0,00	0,00	-96,7	-22,0	13,1	12,6
12.1.14 9:45	0,71	-9,1	-0,25	0,00	0,00	0,00	-96,2	-21,3	13,8	13,3

Datum, Zeit [Tag Uhrzeit]	Delta Speicher [MWh]	Bedarf PRL [MWh]	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 0 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 10 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 20 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 40 MWh Bedarf	Speicherstand PRL ab 0 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 10 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 20 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 40 MWh Bedarf [MWh]
12.1.14 10:00	0,00	4,5	0,25	0,00	0,00	0,00	-96,0	-21,3	13,8	13,3
12.1.14 10:15	0,00	-4,4	-0,25	0,00	0,00	0,00	-96,2	-21,3	13,8	13,3
12.1.14 10:30	0,00	-5,0	-0,25	0,00	0,00	0,00	-96,5	-21,3	13,8	13,3
12.1.14 10:45	0,00	-6,4	-0,25	0,00	0,00	0,00	-96,7	-21,3	13,8	13,3
12.1.14 11:00	0,00	9,9	0,25	0,00	0,00	0,00	-96,5	-21,3	13,8	13,3
12.1.14 11:15	0,00	-8,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-96,7	-21,3	13,8	13,3
12.1.14 11:30	0,00	-7,9	-0,25	0,00	0,00	0,00	-97,0	-21,3	13,8	13,3
12.1.14 11:45	0,00	0,5	0,12	0,00	0,00	0,00	-96,9	-21,3	13,8	13,3
12.1.14 12:00	0,00	-16,6	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-97,1	-21,6	13,8	13,3
12.1.14 12:15	0,00	-8,8	-0,25	0,00	0,00	0,00	-97,4	-21,6	13,8	13,3
12.1.14 12:30	0,00	-10,8	-0,25	-0,19	0,00	0,00	-97,6	-21,8	13,8	13,3
12.1.14 12:45	0,00	-6,3	-0,25	0,00	0,00	0,00	-97,9	-21,8	13,8	13,3
12.1.14 13:00	0,00	-19,4	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-98,1	-22,0	13,8	13,3
12.1.14 13:15	0,00	-14,0	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-98,4	-22,3	13,8	13,3
12.1.14 13:30	0,00	-13,3	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-98,6	-22,5	13,8	13,3
12.1.14 13:45	0,00	-11,1	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-98,9	-22,8	13,8	13,3
12.1.14 14:00	0,00	-5,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-99,1	-22,8	13,8	13,3
12.1.14 14:15	0,00	0,9	0,22	0,00	0,00	0,00	-98,9	-22,8	13,8	13,3
12.1.14 14:30	0,00	-6,6	-0,25	0,00	0,00	0,00	-99,1	-22,8	13,8	13,3
12.1.14 14:45	0,00	-2,6	-0,25	0,00	0,00	0,00	-99,4	-22,8	13,8	13,3
12.1.14 15:00	0,00	-15,9	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-99,6	-23,0	13,8	13,3
12.1.14 15:15	-0,86	-6,2	-0,25	0,00	0,00	0,00	-100,7	-23,9	12,9	12,5
12.1.14 15:30	-1,32	-6,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-102,3	-25,2	11,6	11,2
12.1.14 15:45	-1,26	-2,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-103,8	-26,5	10,3	9,9
12.1.14 16:00	-1,32	-7,4	-0,25	0,00	0,00	0,00	-105,4	-27,8	9,0	8,6
12.1.14 16:15	-1,41	-10,0	-0,25	-0,01	0,00	0,00	-107,1	-29,2	7,6	7,2
12.1.14 16:30	-1,19	-9,1	-0,25	0,00	0,00	0,00	-108,5	-30,4	6,4	6,0
12.1.14 16:45	-1,14	-4,3	-0,25	0,00	0,00	0,00	-109,9	-31,5	5,3	4,8
12.1.14 17:00	-1,17	5,8	0,25	0,00	0,00	0,00	-110,8	-32,7	4,1	3,7
12.1.14 17:15	-1,04	-5,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-112,1	-33,8	3,1	2,6
12.1.14 17:30	-0,34	-6,1	-0,25	0,00	0,00	0,00	-112,7	-34,1	2,7	2,3
12.1.14 17:45	-0,28	0,3	0,07	0,00	0,00	0,00	-112,9	-34,4	2,4	2,0
12.1.14 18:00	-0,13	-13,0	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-113,3	-34,8	2,3	1,9
12.1.14 18:15	-0,03	-6,1	-0,25	0,00	0,00	0,00	-113,6	-34,8	2,3	1,9
12.1.14 18:30	-0,03	-4,9	-0,25	0,00	0,00	0,00	-113,8	-34,8	2,2	1,8

Datum, Zeit [Tag Uhrzeit]	Delta Speicher [MWh]	Bedarf PRL [MWh]	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 0 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 10 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 20 MWh Bedarf	PRL Bedarf [MWh], Abruf 1 MW ab 40 MWh Bedarf	Speicherstand PRL ab 0 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 10 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 20 MWh Bedarf [MWh]	Speicherstand PRL ab 40 MWh Bedarf [MWh]
12.1.14 18:45	0,00	0,5	0,12	0,00	0,00	0,00	-113,7	-34,8	2,2	1,8
12.1.14 19:00	0,00	-15,6	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-114,0	-35,1	2,2	1,8
12.1.14 19:15	0,00	-6,3	-0,25	0,00	0,00	0,00	-114,2	-35,1	2,2	1,8
12.1.14 19:30	0,00	-4,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-114,5	-35,1	2,2	1,8
12.1.14 19:45	0,00	-11,3	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-114,7	-35,3	2,2	1,8
12.1.14 20:00	0,00	-5,8	-0,25	0,00	0,00	0,00	-115,0	-35,3	2,2	1,8
12.1.14 20:15	0,00	-4,2	-0,25	0,00	0,00	0,00	-115,2	-35,3	2,2	1,8
12.1.14 20:30	0,00	-6,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-115,5	-35,3	2,2	1,8
12.1.14 20:45	0,00	-2,2	-0,25	0,00	0,00	0,00	-115,7	-35,3	2,2	1,8
12.1.14 21:00	0,00	-12,0	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-116,0	-35,6	2,2	1,8
12.1.14 21:15	0,00	-5,0	-0,25	0,00	0,00	0,00	-116,2	-35,6	2,2	1,8
12.1.14 21:30	0,00	-5,2	-0,25	0,00	0,00	0,00	-116,5	-35,6	2,2	1,8
12.1.14 21:45	0,00	-16,2	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-116,7	-35,8	2,2	1,8
12.1.14 22:00	0,00	-8,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-117,0	-35,8	2,2	1,8
12.1.14 22:15	0,00	-10,3	-0,25	-0,09	0,00	0,00	-117,2	-35,9	2,2	1,8
12.1.14 22:30	0,00	-6,6	-0,25	0,00	0,00	0,00	-117,5	-35,9	2,2	1,8
12.1.14 22:45	0,00	-7,1	-0,25	0,00	0,00	0,00	-117,7	-35,9	2,2	1,8
12.1.14 23:00	0,00	-13,1	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-118,0	-36,2	2,2	1,8
12.1.14 23:15	0,00	-11,3	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-118,2	-36,4	2,2	1,8
12.1.14 23:30	0,00	-12,1	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-118,5	-36,7	2,2	1,8
12.1.14 23:45	0,00	-11,9	-0,25	-0,25	0,00	0,00	-118,7	-36,9	2,2	1,8
13.1.14 0:00	0,00	-8,7	-0,25	0,00	0,00	0,00	-119,0	-36,9	2,2	1,8