

**Konzeptionierung und Erprobung von dezentralen  
Frequenzhaltungsmaßnahmen und leistungsflussorientierten  
Lastabwurfverfahren im Verteilnetz**

Bei der  
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
der  
Technischen Universität Dortmund  
eingereichte

**Dissertation**

zur Erlangung des akademischen Grades  
Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

vorgelegt von

Marvin Albrecht, M. Sc.  
Dortmund, 18.01.2021

Referent:	Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Christian Rehtanz
Korreferent:	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Tag der mündlichen Prüfung:	12.04.2021



---

## Kurzfassung

Aufgrund der erhöhten Integration dezentraler Energieerzeugungsanlagen in Verteilnetzen und der Abschaltung konventioneller Kraftwerke ändern sich die bisherigen Netzstrukturen grundlegend. In diesem Kontext müssen dezentrale Anlagen in Zukunft zwingend Systemdienstleistungen übernehmen. Eine besondere Rolle spielen hierbei die Bereitstellung von Primärregelleistung, insbesondere durch Batteriespeichersysteme, aber auch innovative unterfrequenzabhängige Lastabwurfkonzepte, welche sicherstellen, dass ebendiese dezentralen Anlagen nicht vom Netz getrennt werden. In dieser Arbeit wird untersucht, inwieweit umrichter-basierte dezentrale Anlagen über möglichst bestehende Kommunikationsinfrastrukturen, wie Smart Metering Systeme, geregelt werden können. Zudem wird ein selektives Lastabwurfkonzept entwickelt, welches sicherstellt, dass Last optimal abgeworfen wird. Durch dynamische Simulationsrechnungen wird untersucht, inwieweit die vorgestellten Konzepte die Netzfrequenz in kritischen Situationen effektiv stützen können. Abgerundet wird diese Arbeit mit der Entwicklung von Prototypen eines Speichercontrollers zur dezentralen Regelleistungsbereitstellung und eines selektiven Unterfrequenzrelais, welche nicht nur in Laborversuchen, sondern auch im Rahmen eines mehrmonatigen Feldversuchs in einem deutschen Verteilnetz getestet wurden.

## Abstract

The increased integration of decentralized energy recourses in distribution grids and the shutdown of conventional power plants are fundamentally changing existing grid structures. In this context, these generation units must provide ancillary services in the future. Especially, the provision of primary control power, in particular by battery storage systems, must be analysed. Furthermore, to ensure that these generators, connected to the distribution grid, are not disconnected during load shedding, innovative load shedding schemes must be defined. The present work investigates to which extent inverter-based distributed systems can be controlled via existing communication infrastructures, such as smart metering systems. Additionally, a selective load shedding scheme which ensures optimal load shedding processes has been developed. Dynamic simulations are used to investigate the effectiveness of the new defined concepts to support the grid frequency in critical situations. As a completion, developed prototypes of a storage controller to ensure the provision of decentralized control power of storages as well as an underfrequency relay have been tested not only in laboratory experiments but also in field tests in a German distribution network.



## Vorwort

Diese Arbeit entstand begleitend zu meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie<sup>3</sup>) an der Technischen Universität Dortmund.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz für die Betreuung dieser Doktorarbeit. Ihm danke ich besonders für das weitreichende Vertrauen, und die daraus resultierenden Freiheiten in der Forschung. Durch seine freundliche und respektvolle Unterstützung ist es zudem möglich geworden, internationale Erfahrungen zu sammeln und Kontakte aufzubauen.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek danke ich für die freundliche Übernahme des Korreferats.

Ich bedanke mich herzlich bei allen Kollegen sowie den Studenten und wissenschaftlichen Hilfskräften, die mich während meiner Arbeit begleitet und unterstützt haben. Die offene und kommunikative Atmosphäre sowie Hilfsbereitschaft im Kollegium haben mich stets motiviert. Auch und insbesondere wertschätze ich die aus der Zeit am Institut entstandenen privaten Kontakte. Besonders möchte ich mich bei Christoph Strunck bedanken. Der intensive wissenschaftliche Austausch und die freundlichen Gespräche haben maßgeblich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen. Ich danke Džanan Sarajlić und Ulf Häger für das kritische Lesen meiner Arbeit sowie für alle Korrekturvorschläge und Anregungen. Bei Willi Horenkamp möchte ich mich besonders für die konstruktiven Gespräche und die daraus gewonnenen Einblicke bedanken. Ferner bedanke ich mich bei Dominik Hilbrich, Björn Bauernschmitt, Rajkumar Palaniappan, Christoph Aldejohann und Jonas Maasmann insbesondere für die Unterstützung bei den Laborarbeiten.

Ganz besonders danke ich meiner Familie für ihre immerwährende Unterstützung. Sie haben mir meine Ausbildung ermöglicht und meine Interessen immer gefördert. Bei meinen Freunden und vor allem bei meiner Frau Sarah Albrecht bedanke ich mich für den permanenten Zuspruch und den persönlichen Rückhalt.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>IX</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>XI</b>
<b>Abkürzungen und Formelzeichen</b>	<b>XV</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Ziel und Struktur der Arbeit . . . . .	4
<b>2 Theoretische Grundlagen</b>	<b>7</b>
2.1 Dynamisches Frequenzverhalten . . . . .	7
2.1.1 Beschreibung der Netzfrequenz . . . . .	8
2.1.2 Netzfrequenz in einem dynamischen Energiesystem . . . . .	12
2.1.3 Frequenzstabilität im Energieübertragungssystem . . . . .	24
2.2 Bereitstellung von Primärregelleistung . . . . .	25
2.2.1 Stand der Technik . . . . .	25
2.2.2 Stand der Wissenschaft und Abgrenzung . . . . .	35
2.3 Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf . . . . .	38
2.3.1 Stand der Technik . . . . .	38
2.3.2 Stand der Wissenschaft und Abgrenzung . . . . .	48
2.4 Kommunikationsinfrastruktur im Verteilnetz . . . . .	50
<b>3 Bereitstellung von Regelleistung durch Speicher</b>	<b>53</b>
3.1 Konzeptbeschreibung . . . . .	53
3.1.1 Vergleich von Umsetzungsmöglichkeiten . . . . .	54
3.1.2 Marktrecherche zu Kommunikationsschnittstellen von Wechselrichtern . . . . .	56
3.1.3 Beschreibung von Regelstrukturen . . . . .	57
3.2 Simulationsdurchführung . . . . .	64
3.2.1 Beschreibung des Simulationsmodells . . . . .	64
3.2.2 Definition und Auslegung von Szenarien . . . . .	69
3.2.3 Durchführung von Simulationen . . . . .	73
3.2.4 Auswertung und Diskussion der Simulationsergebnisse . . . . .	80
3.3 Hardwareversuch . . . . .	83
3.3.1 Entwicklung eines Speichercontrollers . . . . .	85
3.3.2 Analyse der Steuerbarkeit eines Speichersystems . . . . .	90

3.3.3	Durchführung von Hardware-in-the-Loop Simulationen . . . . .	93
3.3.4	Durchführung eines Feldversuchs in einem realen Verteilnetz . . . . .	104
<b>4</b>	<b>Selektiver Lastabwurf im Verteilnetz</b>	<b>109</b>
4.1	Konzeptbeschreibung . . . . .	110
4.1.1	Potenzialabschätzung eines selektiven Lastabwurfs . . . . .	111
4.1.2	Beschreibung einer möglichen Organisationsstruktur . . . . .	115
4.1.3	Entwicklung eines Parametrierungsalgorithmus . . . . .	117
4.1.4	Selektiver Lastabwurf im Mittelspannungsnetz . . . . .	122
4.1.5	Selektiver Lastabwurf im Niederspannungsnetz . . . . .	124
4.1.6	Selektiver Lastabwurf im Mittel- und Niederspannungsnetz . . . . .	129
4.2	Simulationsdurchführung . . . . .	133
4.2.1	Anwendung eines Parametrierungsalgorithmus im Verteilnetz . . . . .	133
4.2.2	Einflüsse eines selektiven Lastabwurfs auf die Netzfrequenz . . . . .	144
4.3	Hardwareversuch . . . . .	156
4.3.1	Anforderungskatalog für die Prototypenentwicklung eines neuartigen Unterfrequenzrelais . . . . .	156
4.3.2	Beschreibung des entwickelten Prototypen . . . . .	158
4.3.3	Durchführung eines Funktionstests . . . . .	164
4.3.4	Durchführung eines Feldversuchs in einem realen Verteilnetz . . . . .	165
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>171</b>
5.1	Ausblick . . . . .	174
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>177</b>
	<b>Anhang A: Aufbau für den Feldversuch</b>	<b>191</b>
	<b>Anhang B: Wissenschaftlicher Tätigkeitsnachweis</b>	<b>193</b>

# Tabellenverzeichnis

2.1	5-Stufen-Plan, verabschiedet vom deutschen Verbundunternehmen im Jahr 1980 . . . . .	40
2.2	Richtlinien zur Durchführung eines frequenzabhängigen Lastabwurfs im Jahr 2010 . . . . .	43
2.3	Empfehlungen zur Bestimmung der Referenznetzlast und Durchführung eines frequenzabhängigen Lastabwurfs im Jahr 2012 . . . . .	44
3.1	Simulationsparameter des Referenzszenarios . . . . .	71
3.2	Parametervariationen für Szenario RL-2 und Szenario RL-3 (grün) . . . . .	73
3.3	Technische Details des untersuchten Energiespeichersystems . . . . .	83
3.4	Parametervariationen für die Szenarien . . . . .	97
3.5	Parametrierung des Speichercontrollers am 10. Januar 2019 . . . . .	107
4.1	Beispiel eines 24 h-Datensatzes für ein Relais . . . . .	119
4.2	Beispielrechnung zur Darstellung des Simplex-Algorithmus bei einer Referenzleistung von $P_{\text{soil}} = 5$ und einer Fehlergewichtung von $\lambda = 1$ ( $L = \text{Last}$ ) . . . . .	121
4.3	Zusammenfassung der Leistungen $P_i$ in MW und Gewichtungen $\Lambda_i$ für die Lasten $L_i$ , virtuellen Lasten $V_i$ und Erzeugungseinheiten $G_i$ und Fehlergewichtung $\lambda$ je Szenario . . . . .	135
4.4	Simulationsparameter des Referenzszenarios . . . . .	148
4.5	Anforderungen an die Frequenzmessung . . . . .	158
4.6	Parametrierungsmöglichkeiten des Frequenzrelais . . . . .	160



# Abbildungsverzeichnis

1.1	Gliederung der Arbeit . . . . .	5
2.1	Schematische Darstellung eines Synchrongenerators eines Dampfkraftwerks zur Erzeugung eines Drehstroms (links Seitenansicht, rechts Draufsicht) . . . . .	8
2.2	Lineare und nichtlineare Frequenzmesstechniken . . . . .	10
2.3	Qualitative Darstellung des Frequenzverhaltens nach einem Lastsprung mit (gepunktet) und ohne (gestrichelt) Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeit der Lasten für eine hohe (grün) und geringe (orange) Trägheit des Netzes . . . . .	19
2.4	Mittelwerte der Frequenzdaten für Werktage und Wochenenden für die Monate Januar - März 2019 und 2020 . . . . .	22
2.5	Häufigkeit der Frequenzeinbrüche in den Monaten Januar - März 2020 . . . . .	23
2.6	Beispielhafte Darstellung eines Synchrongenerators zur Erzeugung elektrischer Energie und der Bereitstellung von Primärregelleistung . . . . .	26
2.7	Qualitative Darstellung des Frequenzverhaltens nach einem Lastsprung mit der Bereitstellung von Primärregelleistung . . . . .	27
2.8	Richtlinien (gestrichelt) und Vorgaben (durchgezogen) zur Planung und Bereitstellung von Primärregelleistung . . . . .	29
2.9	Darstellung der unteren und oberen Grenzen des Handlungsspielraums bzw. Arbeitsbereichs für Betriebsweise 1 und Betriebsweise 2 . . . . .	34
2.10	Schematische Darstellung eines Unterfrequenzrelais . . . . .	38
2.11	Schematische Darstellung eines konventionellen Lastabwurfs am Transformator (konventionell #1) oder an den Mittelspannungsabgängen (konventionell #2) . . . . .	39
2.12	Events (gepunktet), Richtlinien (gestrichelt) und Vorgaben (durchgezogen) zur Planung und Durchführung eines frequenzabhängigen Lastabwurfs . . . . .	41
2.13	Fallunterscheidung zur Bestimmung der Referenznetzlast und Einführung einer Wirkleistungsrichtungserkennung im Umspannwerk . . . . .	44
2.14	Fallunterscheidung zur Charakterisierung eines Verteilnetzes als Einspeise- oder Lastknoten . . . . .	46
2.15	Zulässiger Bereich für die Durchführung eines Lastabwurfs . . . . .	47
2.16	Schematische Darstellung der Kommunikationsinfrastruktur eines intelligenten Messsystems . . . . .	51
3.1	Implementierungsmöglichkeiten einer Regellogik (grün) zur Bereitstellung von Regelleistung dezentraler Anlagen . . . . .	54

3.2	Qualitative Darstellung einer Proportionalregelung für ein Energiespeichersystem zur Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung . . . . .	57
3.3	Blockdiagramm zur Umsetzung neuartiger Frequenzregelmethoden . . . . .	59
3.4	Entscheidungsvariablen für eine Frequenzregelung mit Speichersystemen . . . . .	60
3.5	Konzept zur Umsetzung einer hybriden Regelung eines Energiespeichersystems . . . . .	61
3.6	Schematische Darstellung des Wechselprozesses zwischen dem schnellen und langsamen Regler . . . . .	63
3.7	Schematische Darstellung des Punktmodells zur Modellierung des dynamischen Frequenzverhaltens . . . . .	65
3.8	Regelstrecke der Trägheit des Netzes . . . . .	66
3.9	Regelstrecke der Primärregelleistungsbereitstellung durch die Generatoren . . . . .	66
3.10	Regelstrecke der Frequenzabhängigkeit der Lasten . . . . .	67
3.11	Regelstrecke des Speicherreglers und Speichersystems . . . . .	68
3.12	Sprungantwort des Ersatzkraftwerks zur Bereitstellung von Primärregelleistung mit einer Verstärkung von $V_{PR} = 1$ sowie den Zeitkonstanten $T_V = 2\text{ s}$ und $T_T = 10\text{ s}$ . . . . .	70
3.13	Simulationsergebnisse für Szenario RL-1A (Erhöhung der Kraftwerksdynamik) . . . . .	74
3.14	Simulationsergebnisse für Szenario RL-1B (Verringerung der Trägheit) . . . . .	75
3.15	Simulationsergebnisse für Szenario RL-2 (Berücksichtigung der Einspeiseleistung von Speichersystemen (blau)) . . . . .	77
3.16	Frequenzgänge (Graph oben) und Leistungsverläufe mit einer Proportionalregelung (Graph Mitte) und einer hybriden Regelung (Graph unten) . . . . .	79
3.17	Untersuchungsstadien zur Regelung eines Energiespeichersystems mit einem Speichercontroller . . . . .	84
3.18	Schematische Darstellung der Schnittstellen des Speichercontrollers . . . . .	85
3.19	Skizze des Speichercontrollers mit der Anschlussbelegung . . . . .	86
3.20	Hardwareversuch zur Untersuchung der Steuerungsmöglichkeiten des Energiespeichersystems über einen Computer sowie Speichercontroller . . . . .	90
3.21	Entladeströme des Speichersystems nach Vorgabe eines Stromstellwerts . . . . .	91
3.22	Hardware-in-the-Loop Aufbau mit einem Haushaltsspeichersystem . . . . .	93
3.23	Schematische Darstellung des Simulationsmodells im Echtzeitsimulator . . . . .	94
3.24	Simulationsergebnisse für Szenario PH-1 . . . . .	98
3.25	Simulationsergebnisse für Szenario PH-2 . . . . .	100
3.26	Simulationsergebnisse für Szenario PH-3 . . . . .	101
3.27	Schematische Darstellung der Kommunikationsinfrastruktur im Feldversuch . . . . .	104
3.28	Netzfrequenz und Reaktion des Energiespeichersystems im Feld, am 10.01.2019 . . . . .	106

3.29	Schematische Darstellung des Simulationsmodells im Echtzeitsimulator . . . . .	108
4.1	Schematische Darstellung eines selektiven Lastabwurfkonzepts in der Mittel- (selektiv #1) und Niederspannungsebene (selektiv #2) . . . . .	110
4.2	Gliederung der Konzeptbeschreibung für einen selektiven Lastabwurf . . . . .	111
4.3	Vereinfachtes Beispiel zur Darstellung eines Lastabwurfs mit Wirkleistungsrichtungserkennung auf Umspannwerkebene . . . . .	112
4.4	Darstellung des nutzbaren Potenzials eines Lastabwurfs auf Umspannwerkebene mit einer Wirkleistungsrichtungserkennung . . . . .	114
4.5	Darstellung der Organisationsstruktur zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern zur Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs im Verteilnetz . . . . .	116
4.6	Veranschaulichung des Ablaufs zur zyklischen Parametrierung von Unterfrequenzrelais im Verteilnetz . . . . .	118
4.7	Umsetzungsmöglichkeit eines Lastabwurfs in einer Ortsnetzstation . . . . .	122
4.8	Implementierung der Unterfrequenzabschaltung in einer Steuerbox . . . . .	125
4.9	Erweiterung der Smart Metering Systemarchitektur . . . . .	127
4.10	Implementierung eines selektiven Lastabwurfs in einem Wechselrichter . . . . .	128
4.11	Methoden zur Bestimmung einer dynamischen Gewichtung von virtuellen Lasten . . . . .	132
4.12	Schematische Darstellung des Simulationsnetzes . . . . .	134
4.13	Anzahl der Abwürfe je Last für Szenario LP-1A . . . . .	137
4.14	Anzahl der Abwürfe je (virtueller) Last für Szenario LP-1B . . . . .	138
4.15	Anzahl der Abwürfe je (virtueller) Last für Szenario LP-2 . . . . .	139
4.16	Anzahl der Abwürfe je (virtueller) Last für Szenario LP-3 . . . . .	140
4.17	Anzahl der Abwürfe je (virtueller) Last für Szenario LP-4 . . . . .	141
4.18	Schematische Darstellung des Punktmodells zur Modellierung des dynamischen Frequenzverhaltens . . . . .	144
4.19	Darstellung der Funktionen zur Durchführung eines Lastabwurfs . . . . .	145
4.20	Qualitative Darstellung einer Normalverteilung zur Berücksichtigung der Messungenauigkeit durch die Unterfrequenzrelais . . . . .	146
4.21	Qualitative Darstellung einer Weibull-Verteilung zur Berücksichtigung der Lasten im Netz . . . . .	146
4.22	Qualitative Darstellung einer Weibull-Verteilung zur Berücksichtigung der dezentralen Einspeisung im Netz . . . . .	147
4.23	Simulationsergebnisse für Szenario LA-1 - Messungenauigkeiten der Unterfrequenzrelais bei einem dreistufigen Lastabwurf . . . . .	150

4.24	Simulationsergebnisse für Szenario LA-2 - Gegenüberstellung eines Lastabwurfs mit drei sowie zehn Frequenzstufen . . . . .	152
4.25	Simulationsergebnisse für Szenario LA-3 - Durchführung eines zehnstufigen selektiven Lastabwurfs . . . . .	153
4.26	Skizze des Unterfrequenzrelais mit der Anschlussbelegung . . . . .	159
4.27	Blockschaltbild möglicher Realisierungen einer Periodendauermessung durch das Frequenzrelais . . . . .	161
4.28	Skizze des Unterfrequenzrelais mit der Anschlussbelegung . . . . .	162
4.29	Blockschaltbild der Softwarestruktur des Relais zur Parametrierung und Unterfrequenzabschaltung . . . . .	163
4.30	Blockschaltbild zur Softwarestruktur des Relais zur Parametrierung und Unterfrequenzabschaltung . . . . .	164
4.31	Ergebnisse der Versuchsdurchführung . . . . .	165
4.32	Schematische Darstellung der Kommunikationsstruktur im Feldversuch . . . . .	166
4.33	Skizze der grafischen Oberfläche des Back-End Systems . . . . .	167
4.34	Kommunikationssequenz zwischen dem Back-End, dem Kommunikationsmodul und dem Unterfrequenzrelais . . . . .	169

# Abkürzungen und Formelzeichen

## Abkürzungsverzeichnis

<b>BMWi</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<b>BNetzA</b>	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
<b>BSI</b>	Bundesministerium für Sicherheit in der Informationstechnik
<b>CLS</b>	Controllable Local System
<b>DFT</b>	Diskrete Fourier Transformation
<b>DLMS</b>	Device Language Message Specification
<b>DVG</b>	Deutsche Verbundgesellschaft
<b>ENTSO-E</b>	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber, engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>EREGE</b>	European Regulators' Group for Electricity and Gas
<b>FFT</b>	Fast Fourier Transformation
<b>FNN</b>	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
<b>GPRS</b>	General Packet Radio Service
<b>GSM</b>	Global System for Mobile Communications
<b>HAN</b>	Home Area Network
<b>IP</b>	Internet Protocol
<b>LAN</b>	Local Area Network
<b>LE</b>	Leistungseinheiten
<b>MPP</b>	Maximum Power Point
<b>MS</b>	Mittelspannung
<b>NS</b>	Niederspannung
<b>PLC</b>	Power Line Communication
<b>PLL</b>	Phasenregelschleife, engl. Phase-Locked Loop
<b>PMU</b>	zeitsynchronisiertes Zeigermessgerät, engl. Phasor Measurement Unit
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>SOC</b>	Ladezustand, engl. State Of Charge
<b>TCP</b>	Transmission Control Protocol
<b>UCTPE</b>	Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie, engl. Union for the Coordination of the Production and Transport of Electric Power
<b>UCTE</b>	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

<b>VDE</b>	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
<b>WAMS</b>	Wide Area Monitoring Systems
<b>WAN</b>	Wide Area Network

**Formelzeichen**

$a_{\text{sel}}$	Skalenparameter einer Weibullfunktion
$C_I$	Beteiligungskoeffizient
$C_{\text{nutz}}$	nutzbare Speicherkapazität
$C_{\text{obereGrenze}}$	Obere Grenze eines Arbeitsbereichs
$C_{\text{untereGrenze}}$	Untere Grenze eines Arbeitsbereichs
$E_{\text{rot}}$	Rotationsenergie
$E_i$	Netto-Stromerzeugung in der $i$ -ten Regelzone
$E_u$	Gesamte Nettostromerzeugung aller Regelzonen
$f$	Frequenz
$\dot{f}$	Frequenzgradient
$F$	Frequenzgrenze für Wiederausaltung
$f_{\text{Nenn}}$	Nennfrequenz
$f_+$	untere Frequenzschwellen
$f_-$	obere Frequenzschwellen
$f_{\text{Rotor}}$	Frequenz eines Rotors
$h$	Häufigkeit
$h_{\text{beobachtet}}$	beobachtete Häufigkeit
$h_{\text{erwartet}}$	erwartete Häufigkeit
$I$	elektrischer Strom
$i$	Laufindex für Anlagen oder Knoten
$i_{\text{stell}}$	Stellwert für Strom
$I_{\text{lad}}$	Ladestrom
$I_{\text{ent}}$	Entladestrom
$j$	Lastabwurfstufe
$J$	Trägheitsmoment
$m$	Masse
$P$	Leistung
$p$	Polpaarzahl
$P_{\text{Antrieb}}$	Antriebsleistung
$P_{\text{Brems}}$	Bremsleistung
$P_{\Gamma}$	Leistungssprung
$P_{\text{Nenn}}$	Nennleistung
$P_{\text{Potenzial}}$	Leitungspotenzial

$P_{\text{Prim}}$	Primärregelleistung
$P_{\text{soll}}$	Sollwert der Leistung
$P_{\Sigma\text{Gen}}$	Summenleistung der Einspeisung
$P_{\Sigma\text{Last}}$	Summenleistung der Last
$P_{\text{resid,nachher}}$	Residuallast vor Abwurf
$P_{\text{resid,vorher}}$	Residuallast vor Abwurf
$r$	Radius
$S$	Scheinleistung
$\underline{S}(f)$	Fourier-transformiertes Signal
$s(t)$	Signal
$s_{\text{Gen}}$	Primärregelleistungsstatik
$s_{\text{Last}}$	Frequenzabhängigkeit der Lasten
$s_{\text{Pf}}$	Statik der Primärregelung
$t$	Zeitvariable
$T$	Zeitkonstante
$T_{\text{A}}$	Anlaufzeitkonstante
$T_{\text{A,P}}$	Anlaufzeitkonstante bezogen auf die Nennleistung
$T_{\text{A,S}}$	Anlaufzeitkonstante bezogen auf die Scheinleistung
$T_{\text{AN}}$	Netzanlaufzeitkonstante
$T_{\text{T}}$	Zeitkonstante der Turbine
$T_{\text{V}}$	Zeitkonstante des Ventils
$U$	Spannung
$v$	Virtuelle Last
$V_{\text{R}}$	Verstärkungsfaktor der Primärregelung
$x_i$	binäre Entscheidungsvariable
$\Gamma_v$	Liste aller Lasten unterhalb einer virtuellen Last
$\Delta$	Differenz
$\epsilon$	Fehler, Differenz zwischen Referenzleistung und abgeworfener Leistung
$\Lambda$	Gewichtungsfaktor für die Lastabwurfleistung
$\lambda$	Gewichtungsfaktor für Lastabwurfdifferenz
$\Lambda_{\text{Diskr}}$	Gewichtung für die Berücksichtigung einer Diskriminierungsfreiheit
$\lambda_{\text{Mess}}$	Messungenauigkeit
$\Lambda_{\text{Prio}}$	Statische Priorisierung
$\mu$	Mittelwert

$\phi$	Winkel
$\sigma$	Netzleistungszahl
$\tau$	Zeitvariable
$\chi^2$	Testprüfgröße für den Chi-Quadrat-Test
$\omega$	Winkelgeschwindigkeit
$\omega_{\text{Rotor}}$	Winkelgeschwindigkeit eines Rotors
$\omega_{\text{Nenn}}$	Nenn-Winkelgeschwindigkeit

## Indizes

AC	Wechselstrom
DC	Gleichstrom
dez	dezentral
Gen	Generator, Erzeugung
Last	Last
max	maximal
min	minimal
Netz	elektrisches Netz
quasi	quasi-stationär
sel	selektiv
Speicher	Speicher



# 1 Einleitung

Um dem Klimawandel entgegenzuwirken, findet derzeit weltweit in allen Energiesektoren ein Umdenken statt. So haben sich die europäischen Mitgliedsstaaten darauf verständigt, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Referenzjahr 1990 um 40 % zu reduzieren [1]. Im Kontext des Stromnetzes hat die Bundesregierung ein Gesetz erlassen, welches den Anteil des aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Stroms am gesamten Bruttostromverbrauch stetig und kosteneffizient auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 erhöhen soll. Dabei soll der Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2035 bereits auf 55 – 60 % ansteigen. [2] Bisher ist das elektrische Energieversorgungssystem durch unidirektionale Energieflüsse geprägt [3]. Dies bedeutet, dass große Kraftwerke auf der Hoch- und Höchstspannungsebene (Übertragungsnetz) Energie einspeisen, welche dann zu den Stromverbrauchern in der Mittel- und Niederspannungsebene (Verteilnetz) heruntertransformiert wird. Für das Erreichen der genannten Ziele ist jedoch eine Abschaltung dieser fossilen Kraftwerke aufgrund des hohen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes notwendig. Um die wegfalende Energie zu kompensieren, werden vermehrt dezentrale Energieanlagen, wie Photovoltaikanlagen, Batteriespeichersysteme, Blockheizkraftwerke sowie Windkraftanlagen, in das elektrische Netz integriert. Diese vermehrt aus erneuerbaren Ressourcen stammende Energie wird aufgrund geographischer und anlagenspezifischer Randbedingungen nicht auf Übertragungsebene, sondern dezentral auf der Verteilnetzebene eingespeist. Hierdurch entsteht eine bidirektionale Versorgungsstruktur, wodurch nicht zuletzt die sich ständig ändernde Last, sondern auch die fluktuierende Erzeugung aus Photovoltaik- und Windenergie zu zeitweisen Rückspeisungen von Verteilnetzen in überlagerte Netzebenen führen. [2, 4, 5]

Dieser Paradigmenwechsel kann negative Auswirkungen auf die Stabilität des Energieversorgungssystems haben, da dieses auf jahrzehntealten Strukturen beruht. [3, 6] Können Kriterien der Stabilitätsarten eines Energiesystems (Winkel-, Spannungs- und Frequenzstabilität) nicht eingehalten werden, wird das Netz instabil und es kommt zu einem flächendeckenden Blackout. Per Gesetz ist der Übertragungsnetzbetreiber dafür verantwortlich, einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. In technischen Richtlinien und Anforderungen werden von diesen Netzbetreibern, Gesetzgebern oder Verbänden dahingehend Systemdienstleistungen sowie Schutzmaßnahmen für Netz- und Anlagenbetreiber definiert. Diese Regelwerke werden stetig aktualisiert, um auf Änderungen, wie die genannte Integration dezentraler Energieanlagen, zu reagieren.

Die vorliegende Arbeit fokussiert sich insbesondere auf die Frequenzstabilität. Im europäischen Verbundnetz gilt eine nominale Netzfrequenz von 50 Hz [7]. Ein Ungleichgewicht zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch elektrischer Leistung kann zu Abweichungen der Netzfrequenz von diesem Sollwert führen. Wird beispielsweise mehr Leistung verbraucht als erzeugt, sinkt die Netzfrequenz. Bei zu hohen Frequenzabweichungen können Schäden an den Netzbetriebsmitteln entstehen. Mit welchem Gradienten sich die Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Leistungsungleichgewichts ändert, ist von der Trägheit des Netzes abhängig. Diese Trägheit wird durch rotierende Massen, insbesondere durch die Turbinen konventioneller Kraftwerke, bei denen die Drehzahl der Generatoren direkt mit der Netzfrequenz gekoppelt ist, bemessen. Bei einer hohen Trägheit sinkt die Frequenz entsprechend langsam ab. [3, 7] Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken sind die dezentralen Energieanlagen durch Umrichter von der Netzfrequenz entkoppelt, sodass in Zukunft höhere Frequenzgradienten zu erwarten sind. Das bedeutet, dass die Netzfrequenzsensitiver auf Leistungsungleichgewichte im Netz reagiert. Dies kann dazu führen, dass konventionelle Konzepte von frequenzstabilisierenden Maßnahmen in Zukunft nicht ausreichen, um kritische Frequenzabfälle und somit Beschädigungen oder Blackouts zu vermeiden. In dieser Arbeit werden innovative Konzepte zu zwei frequenzstabilisierenden Maßnahmen entwickelt: Die Bereitstellung von Primärregelleistung und dem frequenzabhängigen Lastabwurf.

Im Falle von Leistungsungleichgewichten ist die Primärregelleistung die erste aktive Maßnahme, welche ergriffen wird, um den Frequenzabweichungen entsprechend entgegenzuwirken. Neben der nachfolgenden Sekundär- und Tertiärregelleistung ist dies eine Systemdienstleistung, die von Kraftwerken durch eine Leistungsvorhaltung in einem gedrosselten Betrieb zur Verfügung gestellt wird [8]. Bei einer großflächigen Abschaltung dieser Kraftwerke, ist es notwendig alternative Bereitsteller dieser Regelenergie zu identifizieren. Zudem kann durch die erhöhte Sensitivität der Netzfrequenz die Notwendigkeit bestehen, dass die konventionellen Rahmenbedingungen der Primärregelleistung angepasst werden müssen. Dezentrale Erzeugungsanlagen bieten die Möglichkeit, wesentlich schneller (Primärregel-)Leistung bereitzustellen als konventionelle thermische Kraftwerke. Hierdurch besteht die Möglichkeit der abnehmenden Trägheit des Netzes und der geringeren Resilienz entgegenzuwirken. Somit können diese Anlagen in Zukunft bei der Abschaltung von konventionellen Kraftwerken die Erbringung der Regelleistung übernehmen und in einem bestimmten Rahmen die höheren Frequenzgradienten in Folge von Störungen abfangen. Bereits heute ist die Beteiligung von dezentralen Energiespeichersystemen am Primärregelleistungsmarkt durch große Batteriespeichersysteme oder die Poolung kleinerer Anlagen möglich [9, 10]. Um jedoch eine Regelleistungsbereitstellung durch dezentrale Anlagen zu realisieren, müssen diese mit einer entsprechenden Regellogik ausgestattet und kommunikationstechnisch angebunden werden. Durch proprietäre Firmwares sowie Protokolle der Regeleinheiten wird die Regelung bzw.

---

Parametrierung dieser Anlagen erschwert. [11, 12, 13] Die verteilte und schnelle Erbringung von Regelleistung kann zu signifikanten Veränderungen der Netzdynamik führen. Dies erfordert eine detaillierte Untersuchung der Netzstabilität und der Systemreaktion durch dynamische Simulationen. Da das Reaktionsverhalten der dezentralen Anlagen in Simulationsmodellen nur bedingt abgebildet werden kann, rücken ebenfalls Hardware-in-the-Loop-Untersuchungen in den Fokus.

Kann trotz der Bereitstellung von Regelleistung eine Reduktion der Netzfrequenz nicht verhindert werden, wird der automatische frequenzabhängige Lastabwurf als letzte Schutzmaßnahme aktiviert, bevor die Schutzabschaltung der thermischen Kraftwerke einsetzt und folglich ein Blackout einhergeht. Diese Maßnahme hat zum Ziel, bei hohen Frequenzeinbrüchen große Netzbereiche durch Frequenzrelais vom restlichen System zu trennen, um die Netzlast stufenweise zu reduzieren und somit das Leistungsgleichgewicht wiederherzustellen. [14, 15] Bei einer hohen Kapazität an dezentralen Erzeugungsanlagen in diesen Netzbereichen besteht jedoch die Gefahr, dass diese ebenfalls von dem Abwurf betroffen sind. Dies kann dazu führen, dass die getrennten Gebiete effektiv zu einer reduzierten Entlastung des Netzes beitragen oder unter Umständen sogar ein umgekehrter Effekt durch den Abwurf von Gebieten mit Rückspeisungen erfolgt. Zudem geschieht die Parametrierung dieses Lastabwurfverfahrens in hohen Zeitabständen, wodurch die volatilen Last- und Erzeugungsstrukturen nur bedingt berücksichtigt werden können. [8] In aktuellen Richtlinien und Anforderungen wird die hohe Integration dezentraler Anlagen bereits durch eine Anpassung der Berechnung der Referenznetzlast, welche als Grundlage zur Parametrierung des Lastabwurfkonzepts herangezogen wird, und die Einführung einer Wirkleistungsrichtungserkennung berücksichtigt [16]. Diese Maßnahmen beheben das Problem des Erzeugungsabwurfs jedoch nur begrenzt. Die neue Berechnungsmethode der Referenznetzlast berücksichtigt zwar vermehrt die Einspeisung dezentraler Anlagen, jedoch gelten auch diese Parameter für einen hohen Zeitraum. Optimierungen eines Lastabwurfs sind dadurch nur erschwert durchführbar. Zudem verhindern die neuen Maßnahmen nur bedingt den Abwurf von dezentralen Anlagen in einem Netzgebiet. Nur falls die Erzeugung den Verbrauch übersteigt, also im Falle einer Rückspeisung, soll der Abwurf dieses Gebietes verhindert werden. Ist die Erzeugung jedoch nur minimal geringer als der Verbrauch, wird das Gebiet dennoch abgeworfen. Dies kann dazu führen, dass ein hoher Anteil erneuerbarer Energien unbeabsichtigt vom Netz getrennt wird. Dieser Anteil muss folglich durch einen erhöhten Abwurf von Lasten wieder ausgeglichen werden. Um die Versorgung elektrischer Lasten auch während eines Lastabwurfs zu maximieren, müssen dahingehend weitere Überlegungen durchgeführt und neue Konzepte definiert werden.

Anders als bei den Übertragungsnetzen hat aufgrund der bisher unidirektionalen Versorgungsstruktur die Implementierung einer ausgeprägten Kommunikationsinfrastruktur in Verteilnetzen keine relevante Rolle gespielt. Der technologische Fortschritt, insbesondere im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnik sowie die Datenverarbeitung, führt jedoch dazu, dass das Energieversorgungssystem digitaler und umfangreicher überwacht werden kann. Verteilnetze entwickeln sich dahingehend immer mehr zu Smart Grids. Neben der Integration von Smart Metering Systemen oder der Realisierung von Microgrids, werden im Verteilnetz zunehmend Algorithmen zur Optimierung der Netzüberwachung und -steuerung eingesetzt. [17, 18] Diese *digitale Wende* bietet neue Chancen, dezentrale Anlagen sowie weitere Betriebsmittel für die Erbringung von Systemdienstleistungen zu aktivieren. Zudem ermöglicht ein ausgeprägtes Monitoring des Netzes eine gute Zustandsschätzung für beispielsweise Wirk- und Blindleistungsflüsse. Durch diese Entwicklung können unter Anderem innovative Konzepte für die Bereitstellung von Primärregelleistung durch dezentrale Anlagen sowie die Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs auf Verteilnetzebene integriert werden.

### 1.1 Ziel und Struktur der Arbeit

In dieser Arbeit wird untersucht, inwieweit eine flächendeckende Informations- und Kommunikationsinfrastruktur in Verteilnetzen genutzt werden kann, um Konzepte zur

- Regelleistungsbereitstellung durch dezentrale Energieerzeugungsanlagen und der
- Durchführung eines selektiven frequenzabhängigen Lastabwurfs

zu entwickeln sowie zu optimieren, um auch in zukünftigen Netzen mit einer hohen Integration an dezentralen Anlagen einen frequenzstabilen Betrieb gewährleisten zu können. Zudem werden Mehrwerte dieser Konzepte, wie der Integration in Inselnetzen oder Microgrids, berücksichtigt und untersucht.

Neben der Konzeptbeschreibung werden theoretische Simulationen durchgeführt, um die grundlegenden Einflüsse sowie die Wirksamkeit der neuen Maßnahmen auf das Netz einschätzen zu können. Ein Fokus dieser Arbeit liegt in der Umsetzung der vorgestellten Konzepte in der Praxis. Im Rahmen der Arbeit wurden Prototypen entwickelt, welche in Laborversuchen und in einem mehrmonatigen Feldversuch in einem deutschen Verteilnetz getestet wurden. Die Gliederung der Arbeit ist in Abbildung 1.1 zusammengefasst.

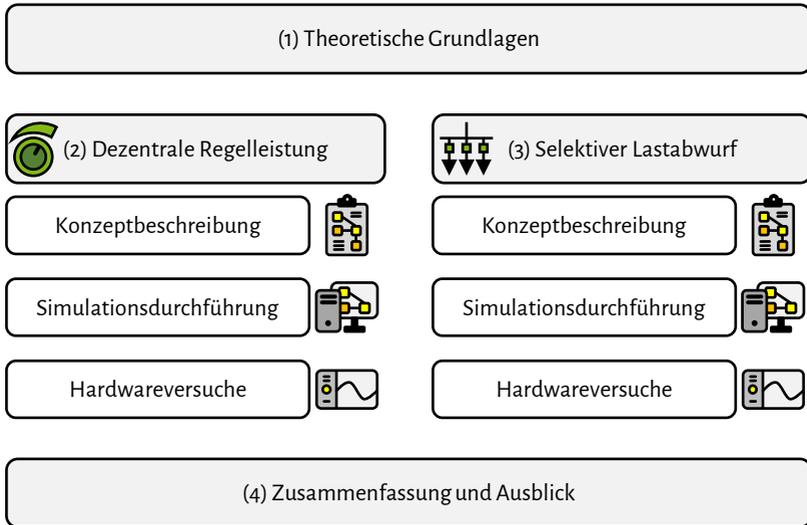


Abbildung 1.1: Gliederung der Arbeit

Zunächst werden in **Kapitel 2** die für das Verständnis dieser Arbeit relevanten Grundlagen beschrieben. Dabei werden die Grundlagen des dynamischen Frequenzverhaltens in einem Energiesystem erläutert. Anschließend werden die Grundlagen zur Bereitstellung von Primärregelleistung sowie der Durchführung eines frequenzabhängigen Lastabwurfs zusammengefasst. Zudem wird eine Abgrenzung zu anderen wissenschaftlichen Arbeiten getroffen. Abschließend wird die Entwicklung der Kommunikationsinfrastruktur in Verteilnetzen beschrieben.

In **Kapitel 3** wird das Konzept zur Bereitstellung von Regelleistung durch dezentrale Anlagen beschrieben. Hierbei werden insbesondere Batteriespeichersysteme in den Fokus gerückt. Dynamische Simulationen mit einem Punktmodell sollen zeigen, welchen Einfluss eine erhöhte Integration dezentraler Anlagen, welche Regelleistung zur Verfügung stellen, auf die Netzfrequenz ausüben können. Um die Konzepte in ihrer Machbarkeit zu prüfen, wird ein Prototyp eines Speichercontrollers entwickelt, welcher eine Anlagensteuerung durch externe Schnittstellen zum Ziel hat. Dieser Controller wird in Hardware-in-the-Loop Simulationen mit einem Echtzeitsystem getestet. Zudem wird ein Feldversuch in einem Verteilnetz durchgeführt, in dem der Prototyp kommunikationstechnisch an die Leitstelle angebunden wird. Die Ergebnisse des Versuchs werden beschrieben und ausgewertet.

Die Beschreibung eines selektiven Lastabwurfs erfolgt in **Kapitel 4**. Das allgemeine Konzept beruht dabei auf vorab durchgeführten Untersuchungen aus [19]. Für die Parametrierung der Unterfrequenzrelais wird ein Lastabwurfalgorithmus entwickelt und getestet. Dieser hat zum Ziel, eine optimale Leistungsverteilung der abzuwerfenden Last unter Berücksichtigung einer Diskriminierungsfreiheit und Priorisierung kritischer Lasten vorzunehmen. Anhand eines dynamischen Simulationsmodells werden zudem die Einflüsse eines selektiven Lastabwurfs auf die Netzfrequenz untersucht. Im Rahmen eines Projekts, wurde in Kooperation mit einem Projektpartner ein neuartiges Unterfrequenzrelais entwickelt, welches in Mittel- und Niederspannungsnetzen installiert werden kann und Fernparametrierungen zulässt. Dieser Prototyp wird zunächst beschrieben und in Laborversuchen und einem mehrmonatigen Feldversuch getestet. Anschließend wird die Anbindung des Relais in einem Verteilnetz sowie der Aufbau der Kommunikationsinfrastruktur zum Netzbetreiber beschrieben.

Schließlich werden die relevanten Ergebnisse der Untersuchungen in **Kapitel 5** zusammengefasst. Zudem wird ein Ausblick für weitere Arbeiten in dem Forschungsgebiet gegeben.

## 2 Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel werden die für das Verständnis dieser Arbeit relevanten Grundlagen beschrieben. Diese Arbeit beschäftigt sich mit zwei Frequenzhaltungsmaßnahmen: Die Bereitstellung von Primärregelleistung durch dezentrale Energieanlagen und die Durchführung eines unterfrequenzabhängigen selektiven Lastabwurfs. Um die Netzurückwirkungen dieser Maßnahmen zu analysieren, wird zunächst das dynamische Frequenzverhalten eines Energieversorgungssystems beschrieben. Der Begriff der Netzfrequenz wird erläutert und verschiedene Frequenzmessmethoden werden gegenübergestellt. Zudem wird das Verhältnis zwischen der Dynamik eines Energiesystems und der Netzfrequenz erläutert. Anschließend wird der Begriff der Frequenzstabilität definiert, um die neuen Methoden zur Wahrung der Frequenzstabilität einordnen zu können. Für die genannten Maßnahmen wird zunächst der Stand der Technik sowie regulatorische Anforderungen beschrieben. Insbesondere soll auf die historische Entwicklung von Richtlinien und Anforderungen eingegangen werden. Um eine Abgrenzung der vorliegenden Arbeit zu anderen wissenschaftlichen Arbeiten herzustellen, wird für die beiden Themenbereiche jeweils der aktuelle wissenschaftliche Stand zusammengefasst. Zudem wird die Entwicklung sowie der aktuelle Stand der Kommunikationsstruktur insbesondere in Mittel- und Niederspannungsnetzen beschrieben, welche für die genannten Frequenzhaltungsmaßnahmen relevant sind.

### 2.1 Dynamisches Frequenzverhalten

Um den Begriff der Frequenzstabilität im richtigen Kontext darstellen zu können, ist es zunächst notwendig, das dynamische Frequenzverhalten in einem Energiesystem zu verstehen. Daher sollen drei grundlegende Fragen in den folgenden Abschnitten beantwortet werden:

1. Was ist die (Netz-)Frequenz und wie kann sie gemessen werden?
2. Wie verhält sich die Netzfrequenz in einem dynamischen Energiesystem?
3. Welche Rolle spielt die Frequenzstabilität in einem Energiesystem?

### 2.1.1 Beschreibung der Netzfrequenz

Das elektrische Energiesystem wird mit Drehstrom betrieben. Eine wichtige resultierende Größe für ein Drehstrom- oder Wechselstromsystem ist die Netzfrequenz. Diese Frequenz gibt an, wie häufig sich die Stromrichtung je Sekunde ändert. Die Frequenz ist im Allgemeinen eine mathematische Beschreibung eines periodischen Signals und trägt die Einheit  $\text{Hz} = 1/\text{s}$ . Sie gibt an, wie häufig eine Periode innerhalb eines definierten Zeitfensters durchlaufen wird. Wie genau ein Drehstrom erzeugt wird, soll im Folgenden durch ein Dampfkraftwerk näher beschrieben werden. Abbildung 2.1 stellt hierzu den grundlegenden Aufbau eines Synchrongenerators in einem Kraftwerk schematisch dar. [20, 21, 22]

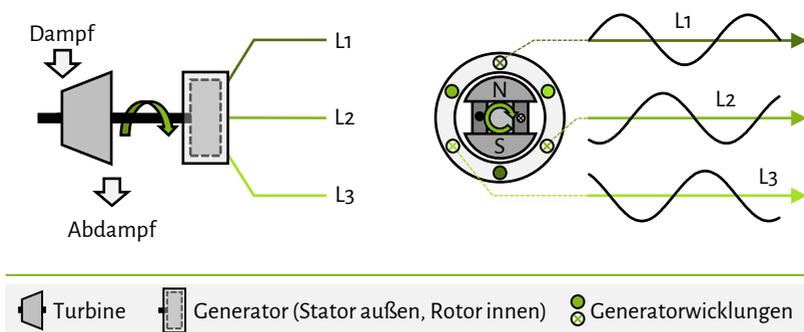


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung eines Synchrongenerators eines Dampfkraftwerks zur Erzeugung eines Drehstroms (links Seitenansicht, rechts Draufsicht)

Durch die Verfeuerung fossiler Brennstoffe wird ein Dampfkreislauf erhitzt, welcher in eine Turbine gespeist wird. Die Turbine befindet sich auf einer drehbaren Achse und ist mit einer Vielzahl an Schaufeln ausgestattet. Diese regen durch den Dampfdruck eine Drehbewegung der Turbine mit einer Winkelgeschwindigkeit von

$$\omega = \frac{d\phi}{dt}, \tag{2.1}$$

bzw. einer Frequenz von

$$f = \frac{\omega}{2\pi} = \frac{1}{T} \tag{2.2}$$

an. Der Dampf kühlt ab und wird als Abdampf wieder abgeführt. Am anderen Ende der Achse ist der Rotor des Synchrongenerators angebracht, welcher sich innerhalb eines Stators befindet. Der Rotor erzeugt ein magnetisches Feld mit einem Nord- und Südpol, welches entweder durch einen Permanentmagneten oder eine Spule realisiert wird. Im Stator befinden sich drei Wicklungen. Jede dieser Wicklungen bildet eines der drei Leitersysteme, welche in der Abbildung als L1, L2 und L3 gekennzeichnet sind. Der Generator kann über mehrere Wicklungen verfügen, um somit die Umdrehungsgeschwindigkeit bei gleicher Netzfrequenz zu reduzieren. Aufgrund der Drehbewegung des Rotors bewegt sich das erzeugte magnetische Feld über diese Wicklungen. Dies wird als Drehfeld bezeichnet. Durch das Drehfeld wird jeweils ein Strom auf den Wicklungen induziert. Dadurch ergeben sich sinusförmige Ströme, welche für jede Wicklung in der Abbildung 2.1 exemplarisch dargestellt ist. Die Wicklungen müssen dabei denselben geometrischen Abstand zueinander haben, sodass die Ströme um  $120^\circ$  gegeneinander phasenverschoben sind. [3, 20, 21]

Die Netzfrequenz stellt ein wichtiges Kriterium für die Stabilität des Energiesystems dar. Folglich gelten hohe Anforderungen an die Genauigkeit und Schnelligkeit einer Frequenzmessung für den Einsatz von Schutzvorrichtungen [23]. Nach Gleichungen 2.1 und 2.2 handelt es sich bei der Winkelgeschwindigkeit und Frequenz um physikalische Größen [24]. Zur Bestimmung dieser Größe durch ein digitales Messgerät müssen jedoch mathematische Berechnungen durchgeführt werden. Zudem spielt die Abtastrate des Messgeräts eine besondere Rolle [25, 26]. Demzufolge ist es in den meisten Fällen nur möglich die Frequenz für eine Zeitdifferenz zu bestimmen. Ältere Messgeräte funktionieren meistens nach analogen Messverfahren, wie bei der Vibrationsmessung [26, 27]. Heutzutage stehen fast ausschließlich digitale Messgeräte zur Verfügung, die auf dem Zählen entstehender Signalimpulse bzw. Schwingungen während einer bestimmten Zeitperiode oder Ermittlung der Zeit für eine Schwingungsperiode basieren [25, 28]. Diese Messgeräte beruhen auf unterschiedlichen Berechnungsalgorithmen, welche im Allgemeinen in zwei Kategorien aufgeteilt werden können: Lineare und nicht-lineare Frequenzmesstechniken. Einige, für diese Arbeit relevanten, Messtechniken sind in Abbildung 2.2 gegenübergestellt.

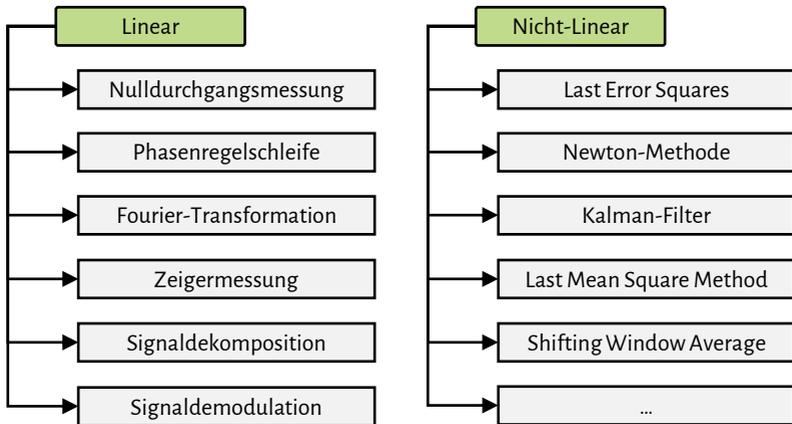


Abbildung 2.2: Lineare und nichtlineare Frequenzmesstechniken

Zu den klassischen linearen Methoden der Frequenzbestimmung gehört die Nulldurchgangsmessung. Hierbei wird die Frequenz eines periodischen Signals durch die Abtastung der Nulldurchgänge bestimmt. Diese Technik ist sehr einfach und robust, jedoch müssten andere Techniken ergänzt werden, um eine hohe Genauigkeit und eine gute dynamische Reaktion erreichen zu können [29]. Insbesondere sollten Filter verwendet werden, um Messungenauigkeiten zu vermeiden. Folglich kann die Nulldurchgangsmessung durch viele mathematische Erweiterungen sehr kompliziert werden und dadurch den wesentlichen Vorteil leicht verlieren. [23]

Eine Phasenregelschleife, engl. Phase-Locked Loop (PLL), ist ein Rückkopplungssystem mit der Aufgabe, die Frequenz eines Eingangssignals durch Anheben oder Absenken der Frequenz eines spannungsgesteuerten Oszillators zu synchronisieren [23, 30]. Grundsätzlich ist eine Phasenregelschleife eine reine nicht-lineare Schaltung [31]. In den meisten Fällen werden dennoch Dimensionierungsregeln der linearen Regelungstechnik für die Ansteuerung der spannungsgesteuerten Oszillatoren angewendet [32]. Ein besonderer Vorteil der PLL sind die hohe Robustheit sowie Genauigkeit. Zudem ist die Einschwingzeit relativ gering, sodass relativ kurze Messzeiten entstehen. [23] Dahingehend findet diese Messmethode eine breite Anwendung in der Praxis.

Eine ebenfalls weit verbreitete Frequenzmesstechnik ist die Nutzung einer Fourier-Transformation. Bei dieser Transformation wird sich der Umstand zunutze gemacht, dass ein Spannungsverlauf eine Eigenschaft aufweist, die einem zeitinvarianten System entspricht. Daraus folgt, dass dieser Verlauf vollständig entweder im Zeitbereich oder im Frequenzbereich abgebildet werden kann. Im Frequenzbereich können die Frequenzanteile bestimmt und somit ein Frequenzwert ermittelt

werden. Die Transformation eines Signals  $s(t)$  wird durch das Fourier-Integral durchgeführt: [33]

$$\underline{S}(f) = \int_{-\infty}^{\infty} s(t) \cdot e^{-j2\pi ft} dt. \quad (2.3)$$

Neben der Fourier-Transformation existiert noch die Diskrete Fourier Transformation sowie die Fast-Fourier-Transformation. Diese Techniken dienen häufig als Grundlage für viele andere Frequenzmessverfahren. Aufgrund der Wahl eines definierten Zeitfensters können diese jedoch über hohe Messzeiten verfügen. Zudem ist der erhöhte Implementierungsaufwand nicht zu vernachlässigen. [34]

Bei der zeitsynchronisierten Zeigermessung wird nicht direkt ein Signal analysiert, um die Frequenz zu ermitteln, sondern die Winkelgeschwindigkeit des *Zeigers* in der komplexen Ebene bestimmt [33]. Hierzu wird die Phasenwinkeländerung  $\Delta\phi$  eines Signals über eine Zeit  $\Delta t$  detektiert. Aus einer Änderung des Phasenwinkels resultiert gleichzeitig eine Frequenzabweichung  $\Delta f$  von der Nennfrequenz  $f_{\text{Nenn}}$  mit

$$f(t) = f_{\text{Nenn}} + \Delta f(t) = f_{\text{Nenn}} + \frac{\Delta\left(\frac{\phi(t)}{2\pi}\right)}{\Delta t}. \quad (2.4)$$

Da es sich bei der Ermittlung der Frequenz durch die Gleichung 2.4 um eine dem Ort der Messung zugewiesenen Messwert handelt, ist der Begriff einer lokalen Frequenz gebräuchlich. [35, 36]

Eine weitere Möglichkeit der Frequenzmessung ist die Signaldekomposition. Bei dieser Methode wird das zu messende Eingangssignal in Sinus- und Kosinusfunktionen  $u_1(t)$  bzw.  $u_2(t)$  zerlegt. Daraus wird die Frequenz wie folgt abgeleitet:

$$f = \frac{u_2(t) \cdot u_1'(t) - u_1(t) \cdot u_2'(t)}{2\pi (u_1^2(t) + u_2^2(t))}, \quad (2.5)$$

wobei  $u_1'(t)$  und  $u_2'(t)$  jeweils die Ableitungen der Funktionen sind. Durch die Zerlegung und Bildung von Ableitungen können Berechnungsfehler entstehen, insbesondere bei einer hohen Frequenzdynamik. Für eine Frequenz nahe der Nominalfrequenz ist mit einer hohen Genauigkeit der Messung zu rechnen. [23]

Bei der Demodulationsmethode wird das Eingangssignal durch ein synthetisches Signal  $e^{j2\pi\omega}$  modifiziert. Der resultierende Signalverlauf beinhaltet viele Frequenzkomponenten, die durch einen Tiefpassfilter getrennt werden. Aus dem niederfrequenten Anteil, welcher den Frequenzunterschied zwischen dem Eingangssignal und synthetischen Signal darstellt, kann letztlich die Frequenz bestimmt werden. Dabei sind die korrekten Einstellungen des Tiefpassfilters maßgebend für die Messgenauigkeit des Verfahrens. [23]

Neben den linearen Messungen existieren eine Reihe nicht-linearer Messmethoden zur Berechnung der Frequenz. Die Berechnungen gestalten sich jedoch häufig als komplex und aufwendig in der Implementierung. Daher werden diese Methoden, insbesondere bei der Durchführung von Schutzmaßnahmen, nur sehr selten angewandt.

Nach der Beschreibung der Messfrequenztechniken wird deutlich, dass bei der Messung die Zeitkomponente eine besondere Rolle einnimmt. Um die Frequenz möglichst genau bestimmen zu können, muss ein großer Zeitbereich gewählt werden. Um den momentanen Frequenzwert zu ermitteln, ist jedoch ein sehr kleiner Zeitabschnitt  $dt$  auszuwerten. Besonders in dynamischen Systemen, in denen stetige Frequenzänderungen zu erwarten sind, kann dies zu nennenswerten Problemen führen. Diese Problematik wird in dem nächsten Unterkapitel näher betrachtet.

### 2.1.2 Netzfrequenz in einem dynamischen Energiesystem

In einem System mit einer hohen Dynamik ist von einer sich stetig ändernden Netzfrequenz auszugehen. In diesen Fällen darf die Definition der Frequenz nicht auf die komplette Periode beschränkt sein, sondern auf einen ausreichend kleinen Zeitbereich. Dies ist eine grundlegende Problemstellung einer Frequenzmessung. Denn eine Erhöhung der Abtastrate erhöht zwar die Genauigkeit der Messung, jedoch ist dies in den meisten Fällen fehleranfälliger gegenüber Unregelmäßigkeiten im Stromsignal. Zudem erhöht sich dadurch der technische Aufwand. [37] Daher sind für verschiedene Anwendungen minimale Genauigkeitsanforderungen zu definieren und die Messung entsprechend auszulegen. Welchen Einfluss ein dynamisches Energiesystem auf die Netzfrequenz ausüben kann, wird im Folgenden näher erläutert.

#### Beschreibung der Trägheit eines Energiesystems

Um die Frage zu beantworten, wie sich die Frequenz innerhalb eines dynamischen Energiesystems ändert, muss das Verhalten der Generatoren bei Änderungen im Leistungsfluss innerhalb des Systems näher betrachtet werden. Grundsätzlich gilt, dass im gesamten europäischen Netz eine Nennfrequenz von  $f_{\text{Nenn}} = 50$  Hz herrscht [20]. Diese Frequenz liegt jedoch nur dann vor, wenn sich ein Leistungsgleichgewicht im Netz einstellt. Das bedeutet, dass genauso viel Leistung erzeugt wie gleichzeitig verbraucht wird. Kommt es zu einem Leistungsungleichgewicht, sinkt die Netzfrequenz ab. Der Grund hierfür ist, dass der erhöhte Leistungsbedarf der Lasten zu einer Abbremsung der Rotoren der Kraftwerke führt. Folglich nimmt die Rotationsgeschwindigkeit und somit die Frequenz des induzierten Stroms ab, vgl. Abschnitt 2.1.1. Die Tatsache, dass in einem System mehr Leistung erzeugt als verbraucht wird, ist aufgrund des Energieerhaltungssatzes nicht möglich, da keine Energie verbraucht werden kann, die nicht erzeugt wird [24]. Vielmehr bezieht

sich diese Aussage darauf, dass die Turbinenantriebsleistung nicht ausreicht, um die Last zu decken. Wie sich die Last dennoch erhöhen kann, ohne dass bewusst mehr Leistung durch die Erzeuger bereitgestellt wird, liegt an der vorhandenen Momentanreserve der Kraftwerke. Die Turbine wie auch der Rotor des Kraftwerks verfügen über eine hohe Masse. Daher werden sie häufig als *rotierende Masse* bezeichnet [22, 38]. Diese rotierende Masse verfügt, durch die Drehbewegung mit der Winkelgeschwindigkeit  $\omega$ , über eine Rotationsenergie  $E_{\text{rot}}$  von

$$E_{\text{rot}}(\omega) = \frac{1}{2}J\omega^2 = \frac{1}{2} \int r^2 dm \cdot \omega^2. \quad (2.6)$$

Dabei entspricht  $J$  dem Trägheitsmoment des Körpers, welcher von der Masse  $m$  und dem Radius  $r$  des rotierenden Körpers abhängig ist. Es kann davon ausgegangen werden, dass ein Generator über ein konstantes Trägheitsmoment verfügt. Damit ist die Winkelgeschwindigkeit  $\omega$  die einzige variable Größe nach Gleichung 2.6. Wird die Turbine beispielsweise mit einer mechanischen Bremse abgebremst, so wird die Rotationsenergie in Wärme umgewandelt und die Maschine kommt letztlich zum Stillstand. Ähnlich verhält es sich bei einer Lasterhöhung. Trotz konstanter Antriebsleistung der Turbine  $P_{\text{Antrieb}}$ , kann die Last  $P_{\text{Last}}$  weiter ansteigen, da die restliche notwendige Leistung  $P_{\text{Brems}}$  nach

$$P_{\text{Last}} = P_{\text{Antrieb}} + P_{\text{Brems}} \quad (2.7)$$

der rotierenden Masse entzogen wird. Folglich reduziert sich nach Gleichung 2.6 die Winkelgeschwindigkeit  $\omega$  bzw. Frequenz  $f$  des Rotors: Der Rotor wird abgebremst und es kommt zu einem Frequenzeinbruch. Wie sich die Frequenz bei einem sprunghaften Anstieg der Last um  $\Delta P_{\text{Last}}$  verhält, kann anhand der Gleichung 2.6 nachvollzogen werden. Erhöht sich die Leistung der Last zu einem Zeitpunkt sprunghaft und wird danach konstant gehalten, so liegt ab diesem Zeitpunkt eine konstante Bremsleistung  $P_{\text{Brems}}$  vor, vgl. Gleichung 2.7. Diese kann wie folgt berechnet werden:

$$E_{\text{rot}}(t) = \frac{1}{2} \cdot J \cdot (\omega_{\text{Nenn}} + \omega(t))^2, \quad (2.8)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot J \cdot (\omega_{\text{Nenn}}^2 + 2 \cdot \omega_{\text{Nenn}} \cdot \omega(t) + \omega^2(t)), \quad (2.9)$$

$$P_{\text{Brems}} = \dot{E}_{\text{rot}} = \frac{1}{2} \cdot J \cdot (0 + 2 \cdot \omega_{\text{Nenn}} \cdot \dot{\omega}(t) + 0) \quad \text{da } 2\omega_{\text{Nenn}}\dot{\omega}(t) \gg \dot{\omega}^2 \text{ setze } \dot{\omega}^2 = 0, \quad (2.10)$$

$$P_{\text{Brems}} \approx J \cdot (\omega_{\text{Nenn}} \cdot \dot{\omega}(t)). \quad (2.11)$$

Diese Gleichung besagt, dass sich die Winkelgeschwindigkeit  $\omega$  bzw. Frequenz  $f$  linear zur Bremsleistung ändert. Dabei ist die Steigung des Frequenzabfalls nach Umstellen der Gleichung 2.11 gleich

$$\dot{\omega} = \frac{1}{J \cdot \omega_{\text{Nenn}}} \cdot P_{\text{Brems}} \quad (2.12)$$

bzw.

$$\dot{f} = \frac{1}{(2\pi)^2} \cdot \frac{1}{J \cdot f_{\text{Nenn}}} \cdot P_{\text{Brems}}. \quad (2.13)$$

Aus Gleichung 2.11 geht hervor, dass das Trägheitsmoment  $J$  eine besondere Rolle bei dem Abbremsprozess spielt. Denn dieses Moment bestimmt die Steigung des linearen Abfalls der Frequenz. Das bedeutet, dass ein erhöhtes Trägheitsmoment zu einem langsameren Frequenzeinbruch führt. Der Grund hierfür ist, dass mehr kinetische Energie in der rotierenden Masse vorhanden ist, vgl. Gleichung 2.6. Die Gleichung macht zudem deutlich, dass im Grunde weder der Ausgangszustand noch die Nennleistung der Generatoren in die Berechnung der Trägheit eingeht. Lediglich der Lastsprung, also die unbezogene zusätzliche Leistung, und die Trägheitskonstante sind bedeutend für das Frequenzverhalten. Um schließlich die resultierende Frequenz zu bestimmen, kann ausgehend von Gleichung 2.13 folgende Berechnung durchgeführt werden:

$$f = \frac{1}{(2\pi)^2} \cdot \frac{1}{J \cdot f_{\text{Nenn}}} \cdot \int P_{\text{Brems}}(t), \quad (2.14)$$

$$= \frac{f_{\text{Nenn}}}{J \cdot \omega_{\text{Nenn}}^2} \cdot \int P_{\text{Brems}}(t). \quad (2.15)$$

Das gleiche Funktionsprinzip gilt für eine erhöhte Einspeisung gegenüber dem Verbrauch. Wird weniger Leistung benötigt als erzeugt, so wird die überschüssige Energie des Dampfes in die Rotation des Generators fließen. Damit steigt die Geschwindigkeit an, sodass sich die Netzfrequenz erhöht. Um die Frequenz wieder auf den Sollwert zu führen, existieren verschiedene Regelmethoden, welche in den Abschnitten 2.2 und 2.3 näher erläutert werden. Die Momentanreserve ist ein wichtiger Bestandteil der Frequenzstabilität, da die gespeicherte Rotationsenergie, im Gegensatz zu anderen Regelmethoden, inhärent zur Verfügung steht.

## Beschreibung der Anlaufzeitkonstante

Für die Bestimmung bzw. Beschreibung der Momentanreserve wird häufig die Netzanlaufzeitkonstante verwendet. Diese wird aus den Anlaufzeitkonstanten der Erzeugungsanlagen und Lasten im Netz gebildet. Im Folgenden wird erläutert, was die (Netz-) Anlaufzeitkonstante aussagt und welche Rückschlüsse auf das Frequenzverhalten in einem dynamischen System getroffen werden können.

Die Anlaufzeitkonstante eines Generators gibt an, wie viel Zeit der Synchrongenerator benötigt, um vom Stillstand ohne Belastung und ohne Dämpfung bei Nennleistung die Nenndrehzahl  $\omega_{\text{Nenn}}$  zu erreichen [3]. Dabei kann die Anlaufzeitkonstante  $T_{A,i}$  sowohl auf die Nennwirkleistung  $P_{\text{Nenn},i}$  mit

$$T_{A,i,P} = \frac{J_i \cdot \omega_{\text{Rotor}}^2}{P_{\text{Nenn},i}} \quad (2.16)$$

als auch auf die Nennscheinleistung  $S_{\text{Nenn},i}$  durch die Gleichung

$$T_{A,i,S} = \frac{J_i \cdot \omega_{\text{Rotor}}^2}{S_{\text{Nenn},i}} \quad (2.17)$$

des jeweiligen Generators  $i$  bezogen werden. Es ist zu beachten, dass  $\omega_0$  die Nenndrehzahl der Generatorturbine ist, welche von der Polpaarzahl  $p$  mit

$$p = \frac{f_{\text{Netz}}}{f_{\text{Rotor}}} \quad (2.18)$$

abhängig ist. Bei der Betrachtung der Anlaufzeitkonstante eines Generators nach Gleichung 2.16 und 2.17 muss berücksichtigt werden, dass unterschiedliche Anlaufzeitkonstanten und Nennleistungen dieselbe Trägheit beschreiben können. Verfügt ein Generator beispielsweise über eine Nennwirkleistung von  $P_{\text{Nenn}} = 80 \text{ MW}$  und eine Nennscheinleistung von  $S_{\text{Nenn}} = 100 \text{ MVA}$  bei einem Trägheitsmoment von  $J \approx 8.100 \text{ kgm}^2$  und einer Winkelgeschwindigkeit von  $\omega_{\text{Rotor}} = 2\pi \cdot 50 \text{ Hz}$ , dann lassen sich zwei verschiedene Anlaufzeitkonstanten für dieselbe Maschine berechnen:  $T_{A,P} = 10 \text{ s}$  bzw.  $T_{A,S} = 8 \text{ s}$ . Demnach muss bei der Nutzung der Anlaufzeitkonstante stets berücksichtigt werden, auf welchen Wert diese bezogen ist. Es ist zudem zu beachten, dass die Anlaufzeitkonstanten keine direkte Aussage über die Trägheit des Generators und somit über das Frequenzverhalten nach einem Lastereignis treffen. Das obige Beispiel zeigt, dass es hinsichtlich der Trägheit unerheblich ist, ob ein Generator über eine Nennwirkleistung von  $P_{\text{Nenn}} = 80 \text{ MW}$  mit einer Anlaufzeitkonstante von  $T_{A,P} = 10 \text{ s}$  oder über  $P = 160 \text{ MW}$  mit  $T_{A,P} = 0,5 \text{ s}$

verfügt. Die Trägheit ist in beiden Beispielen identisch, und zwar  $J \approx 8.105 \text{ kgm}^2$ . Eine Aussage, dass ein Generator bspw. über eine Anlaufzeit von 10 s verfügt, reicht also nicht aus, um die Trägheit des Systems eindeutig zu beschreiben. Denn hieraus geht nicht hervor, über wie viel Rotationsenergie der Generator verfügt.

In einem Energieübertragungssystem wird die erzeugte elektrische Energie nicht nur von einem Kraftwerk  $i$ , sondern von vielen Generatoren  $N$  zur Verfügung gestellt. Hierfür ist eine allgemeine Netzanlaufzeitkonstante  $T_{AN}$  definiert, welche alle Anlaufzeiten der Generatoren und Lasten im Netz berücksichtigt. Die Netzanlaufzeitkonstante lässt sich für  $N$  Generatoren analog zur Anlaufzeitkonstante  $T_{A,i,P}$  eines Generators  $i$  nach Gleichung 2.16 berechnen. In der folgenden Gleichung werden, aus Vereinfachungsgründen, zunächst keine Lasten mit rotierenden Massen berücksichtigt:

$$T_{AN, \text{ohne Motoren}} = \frac{\sum_i^N (J_i \cdot \omega_i^2)}{\sum_i^N P_{\text{Nenn},i}} \quad (2.19)$$

Im Grunde werden  $N$  Generatoren so aufaddiert, sodass sie bei der Berechnung der Netzanlaufzeitkonstante als ein einziger Generator betrachtet werden können. Sind beispielsweise nur zwei Generatoren im Netz vorhanden mit einer Nennwirkleistung von  $P_{\text{Nenn},1} = P_{\text{Nenn},2} = 80 \text{ MW}$  und einer definierten Anlaufzeitkonstante von  $T_{A,1,P} = T_{A,2,P} = 10 \text{ s}$ , sodass gilt  $J_1 = J_2 \approx 8.100 \text{ kgm}^2$ , ergibt sich eine Netzanlaufzeitkonstante  $T_{AN, \text{ohne Last}} = 10 \text{ s}$ . Das bedeutet, dass diese beiden Generatoren als ein Generator mit  $P_{\text{Nenn}} = 160 \text{ MW}$  und  $J \approx 16.200 \text{ kgm}^2$  abgebildet werden können, vgl. Gleichung 2.16. Wird die Nennleistung des zweiten Generators verdoppelt ( $P_{\text{Nenn},2} = 160 \text{ MW}$ ), während die Anlaufzeitkonstante halbiert ( $T_{A,2,P} = 5 \text{ s}$ ) wird und dadurch das Trägheitsmoment gleich bleibt, so kann nach Gleichung 2.19 eine Netzanlaufzeitkonstante

von  $T_{AN, \text{ohne Last}} = 6,67 \text{ s}$  berechnet werden. Dies ist wiederum gleichbedeutend mit einem Generator, der über eine Trägheit von  $J \approx 16.200 \text{ kgm}^2$  und einer Nennleistung von  $P_{\text{Nenn},2} = 240 \text{ MW}$  verfügt. Zudem macht diese Berechnung deutlich, dass die Anteile der Nennleistungen der Generatoren einen Einfluss auf die resultierende Netzanlaufzeitkonstante ausüben. So macht der erste Generator  $\frac{P_{\text{Nenn},1}}{\sum P_{\text{Nenn}}} = 1/3$  und der zweite Generator  $\frac{P_{\text{Nenn},2}}{\sum P_{\text{Nenn}}} = 2/3$  der Summennennleistung aus. Diese Gewichtung macht sich dementsprechend in der Berechnung der Netzanlaufzeitkonstante mit  $T_{AN, \text{ohne Last}} = 1/3 \cdot T_{A,1,P} + 2/3 \cdot T_{A,2,P} = 1/3 \cdot 10 \text{ s} + 2/3 \cdot 5 \text{ s}$  bemerkbar. Dahingehend lässt sich die Gleichung 2.19 für  $N$  Generatoren wie folgt umstellen:

$$T_{AN, \text{ohne Last}} = \frac{\sum_{i=1}^N T_{A,i,P} \cdot P_{\text{Nenn},i}}{\sum_i^N P_{\text{Nenn},i}} \quad (2.20)$$

Es ist zu beachten, dass nicht nur Generatoren, sondern ebenfalls Lasten, insbesondere direkt ans

Netzgekoppelte Motoren, über eine träge Masse verfügen und somit in der Berechnung einer Netzanlaufzeitkonstante mitberücksichtigt werden müssen. Je nachdem, ob die Anlaufzeitkonstanten der Anlagen auf die Nennwirkleistung (vgl. Gleichung 2.16) oder die Nennscheinleistung (vgl. Gleichung 2.17) bezogen wurden, kann die Gleichung 2.21 bzw. 2.22 zur Berechnung der Netzanlaufzeitkonstante für  $M$  Motoren verwendet werden:

$$T_{AN,P} = \underbrace{\frac{\sum_{i=1}^N (T_{A,i,P} \cdot P_{Nenn,i})}{\sum_i P_{Nenn,i}}}_{\text{Generatoren}} + \underbrace{\frac{\sum_{j=1}^M (T_{A,j,P} \cdot P_{Nenn,j})}{\sum_i P_{Nenn,i}}}_{\text{Motoren}} \quad (2.21)$$

$$T_{AN,S} = \underbrace{\frac{\sum_{i=1}^N (T_{A,i,S} \cdot S_{Nenn,i})}{\sum_i S_{Nenn,i}}}_{\text{Generatoren}} + \underbrace{\frac{\sum_{j=1}^M (T_{A,j,S} \cdot S_{Nenn,j})}{\sum_i S_{Nenn,i}}}_{\text{Motoren}} \quad (2.22)$$

Wie schon bei der Anlaufzeitkonstante eines Generators sowie in dem obigen Beispiel zur Netzanlaufzeitkonstante beschrieben, trifft die Netzanlaufzeitkonstante keine direkte Aussage über die im Netz verfügbare rotierende Masse bzw. Momentanreserve. Denn eine Aussage, dass sich ein System mit einer Netzanlaufzeitkonstante von beispielsweise  $T_{AN,1} = 5$  s nach einer Störung frequenzkritischer gegenüber einem System mit  $T_{AN,2} = 10$  s verhält, da es über eine verringerte Trägheit verfügt, ist nicht aussagefähig. Frequenzkritischer bedeutet in diesem Zusammenhang, dass nach einer Störung höhere Frequenzeinbrüche und starke Schwingungen auftreten. Es ist sogar möglich, dass die Trägheit  $J$  und damit die gesamte Rotationsenergie des Systems mit  $T_{AN,1} = 5$  s größer sein kann als bei einem System mit  $T_{AN,2} = 10$  s, und zwar wenn für dieses Beispiel  $P_{Nenn,1} > 2 \cdot P_{Nenn,2}$  gilt. Um eindeutiger Aussagen über die Momentanreserve treffen zu können, kann es also sinnvoll sein anstatt der Netzanlaufzeitkonstante die Netzrotationsenergie  $E_{rot,Netz}$  bei Nenndrehzahl  $\omega_{Nenn,i}$  aller Anlagen  $i$  mit

$$E_{rot,Netz} = \underbrace{\frac{1}{2} \sum_{i=1}^N (J_i \cdot \omega_{Nenn,i}^2)}_{\text{Generatoren}} + \underbrace{\frac{1}{2} \sum_{j=1}^M (J_j \cdot \omega_{Nenn,j}^2)}_{\text{Motoren}} \quad (2.23)$$

zu bestimmen. Mit dieser Gleichung lassen sich zwei unterschiedliche Systeme, unabhängig von der Nennleistung des Systems, miteinander vergleichen, um die Trägheit des Systems auszudrücken. Wie bereits erwähnt, ist der Frequenzgradient nach einem Lastereignis, abhängig von der vorhandenen Momentanreserve im Netz. Auch für den Frequenzgradient ist es üblich die Netzan-

laufzeitkonstante heranzuziehen:

$$\dot{f}(t = 0) = \frac{f_{\text{Nenn}}}{T_{\text{AN}}} \cdot \frac{\Delta P}{P_{\text{Nenn,Netz}}} \quad (2.24)$$

Diese Gleichung kann hergeleitet werden, indem  $T_{\text{AN,P}}$  aus Gleichung 2.21 in die Gleichung 2.13 eingesetzt wird, wobei  $P_{\text{Nenn,Netz}}$  die Summe aller Nennleistungen der Generatoren im Netz sind.

### **Einfluss der Trägheit und Frequenzabhängigkeiten der Lasten auf das dynamische Frequenzverhalten**

In Gleichung 2.12 wird gezeigt, dass sich die Frequenz linear zu einer Bremsleistung, also nach einem Lastsprung, ändert. Darüber hinaus kann davon ausgegangen werden, dass ein gewisser Anteil der im Netz befindlichen Lasten frequenzabhängig ist. Dies gilt insbesondere für Lasten, welche direkt, also ohne Umrichter, an das Netz gekoppelt sind. Ein Beispiel sind Motoren, welche bei einer verminderten Frequenz weniger kinetische Energie vorweisen und dahingehend eine verminderte Leistung aus dem Netz aufnehmen. Die Frequenzabhängigkeit der Lasten kann durch die Formeln

$$P_{\text{Last}}(f) = P_{\text{Last,Sys}} + s_{\text{Last}} \cdot \Delta f, \quad (2.25)$$

$$\Delta P_{\text{Last}} = s_{\text{Last}} \cdot \Delta f \quad (2.26)$$

ausgedrückt werden. Abhängig von der Summenlast  $P_{\text{Last},0}$  während eines Leistungsgleichgewichts, wird sich der momentane Leistungsbezug der Lasten  $P_{\text{Last}}(f)$  in Abhängigkeit von der Frequenzabweichung  $\Delta f$  um einen Faktor  $s_{\text{Last}}$  ändern. Dieser Faktor wird im Allgemeinen in  $\text{MW/Hz}$  angegeben und stellt die Frequenzabhängigkeit der Lasten dar. Es ist also von einer linearen Reduktion der Last in Abhängigkeit der Frequenz auszugehen. Häufig wird dieser Wert prozentual auf die Systemlast  $P_{\text{Last,Sys}}$  bezogen, um eine bessere Vergleichbarkeit zwischen unterschiedlichen Systemen herzustellen. Die Abhängigkeit der Last von der Frequenz hat einen positiven Einfluss auf die Frequenz, da bei einem Lastanstieg und einem daraus resultierenden Frequenzabfall die Last gleichzeitig reduziert wird, was letztlich zu einer Frequenzentlastung führt. Folglich wird die Frequenz nicht linear abfallen, sondern nähert sich einem quasi-stationären Wert. Dieser Effekt wird als Verbraucherselbstregelleffekt bezeichnet, da sich das Netz im Prinzip selbst ausregelt [20]. Typische Werte für die Frequenzabhängigkeit der Lasten liegen bei  $s_{\text{Last}} = 1...2\%/\text{Hz}$  [39, 40, 41]. Wie hoch die quasi-stationäre Frequenzabweichung nach einem Lastsprung  $\Delta P_{\text{Last}}$  sein wird, lässt sich durch eine Umstellung von Gleichung 2.26 berechnen:

$$\Delta f = (P_{\text{Last}} - P_{\text{Last, Sys}}) \cdot \frac{1}{s_{\text{Last}}} \quad (2.27)$$

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{\text{Last}}}{s_{\text{Last}}} \quad (2.28)$$

Diese Gleichung verdeutlicht, dass lediglich der Lastanstieg  $\Delta P_{\text{Last}}$  für die Berechnung der Frequenzabweichung relevant ist. Die Systemleistung vor Eintritt des Frequenzereignisses spielt dabei keine Rolle. Abbildung 2.3 zeigt qualitativ, welchen Einfluss der Selbstregeleffekt und unterschiedliche Rotationsenergien auf das Frequenzverhalten nach einem Lastsprung haben können.

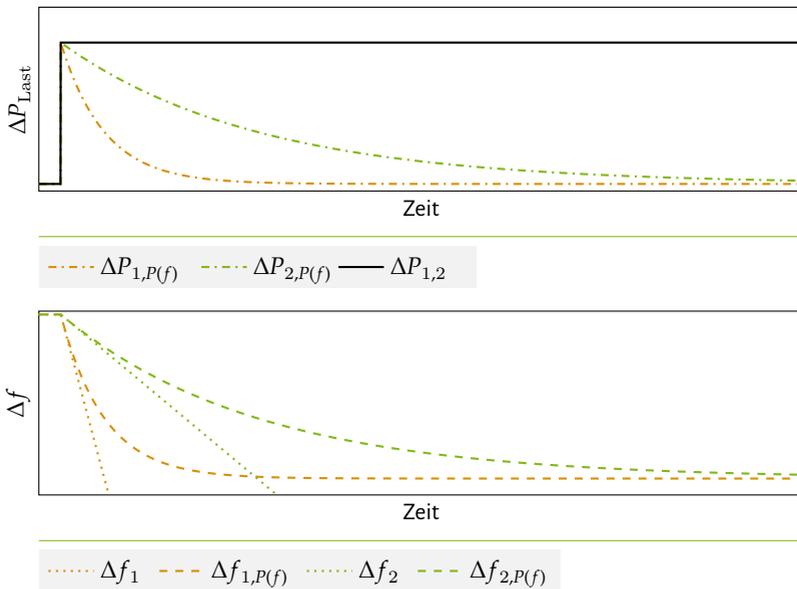


Abbildung 2.3: Qualitative Darstellung des Frequenzverhaltens nach einem Lastsprung mit (gepunktet) und ohne (gestrichelt) Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeit der Lasten für eine hohe (grün) und geringe (orange) Trägheit des Netzes

Die Abbildung zeigt vier Frequenzverläufe nach einem Lastsprung  $\Delta P_{\text{Last}}$ . Unterscheidungsmerkmale zwischen den Frequenzverläufen sind unterschiedliche Rotationsenergien im Netz ( $E_{\text{rot,Netz,1}} > E_{\text{rot,Netz,2}}$ ) bzw. Trägheiten der Generatoren und Lasten, vgl. Gleichung 2.23. Wie bereits beschrieben, führt eine geringere Rotationsenergie im Netz zu einem steileren Frequenzabfall, vgl. Gleichung 2.13. Die Frequenzverläufe zeigen den Einfluss des Lastsprungs ohne ( $f_i$ ) und mit ( $f_{i,P(f)}$ ) einer Frequenzabhängigkeit der Lasten. Der Leistungsverlauf der Last macht deutlich, wie sich die Leistung durch den Selbstregeleffekt reduziert, sodass das anfängliche Gleichgewicht wiederhergestellt wird ( $\Delta P_{\text{Last}} = 0$ ) und sich dadurch eine neue quasi-stationäre Frequenz einstellt, vgl. Gleichung 2.28.

In zukünftigen Netzen werden immer mehr konventionelle Kraftwerke durch dezentrale Energieerzeugungsanlagen ersetzt. Diese Entwicklung kann einen nennenswerten Einfluss auf die Netzdynamik ausüben. Denn diese dezentralen Anlagen sind meist nicht, wie Synchrongeneratoren, direkt an das Netz gekoppelt (vgl. Abbildung 2.1), sondern über Umrichter mit dem Netz verbunden. In diesem Fall spricht man davon, dass die Maschine vom Netz entkoppelt ist. Auch wenn die dezentrale Anlage über eine rotierende Masse verfügt, verursacht die Entkopplung, dass nicht inhärent auf die Momentanreserve der entkoppelten Turbine zugegriffen wird [42]. Eine Ausnahme bieten Wechselrichter im selbstgeführten Betrieb. In diesem Modus kann eine Netzfrequenzdifferenz zu einem sofortigen Stromfluss führen, sodass die Ausspeisung inhärent erhöht wird. [43, 44] Diese Betriebsweise ist jedoch unüblich für einen normalen Betrieb von Anlagen und wird daher im Rahmen dieser Arbeit nicht näher betrachtet. Durch den Abbau konventioneller Kraftwerke wird dahingehend von einer reduzierten inhärenten Leistungsbereitstellung ausgegangen, vgl. Gleichung 2.23. Dies führt wiederum zu erhöhten Frequenzgradienten und kann somit zu kritischen Situationen führen, vgl. Gleichung 2.13. Um diese Gradienten beherrschen zu können, müssen neue Konzepte erarbeitet werden, um auch in Zukunft einen stabilen Netzbetrieb zu garantieren. [45]

### **Einfluss des Energiemarktes auf die Netzfrequenz**

Wie bereits erwähnt, unterliegt die Netzfrequenz ständigen Schwankungen aufgrund der hohen Volatilität von Erzeugern und Verbrauchern. Besonders hervorzuheben sind zudem Frequenzschwankungen, welche nicht ausschließlich durch das Verhalten von Lasten verursacht werden. Ein weiterer Aspekt zur Verursachung von Frequenzschwankungen kann ebenfalls durch die Einspeiseseite verursacht werden. Ein Beispiel ist der Einspeisewechsel von konventionellen Kraftwerken zur vollen Stunde. In Europa wird der Strom über bestimmte Zeitintervalle gehandelt, um die notwendige Erzeugung elektrischer Energie sicherzustellen. Im Day-Ahead-Markt werden Stun-

denprodukte vermarktet. Das bedeutet, dass die Kraftwerke eine Vergütung für stundenweise Energieerzeugung erhalten und ihren Fahrplan für den Folgetag entsprechend danach richten. Dabei werden die entsprechenden Produkte anhand von Prognosen für den Folgetag vergeben. Aufgrund der vermehrten Integration dezentraler Energieerzeugungsanlagen, welche häufig eine volatile Erzeugung aufweisen, werden die Prognosen immer ungenauer. Um einen Ausgleich zu Prognoseungenauigkeiten zu schaffen, werden im Intraday-Markt viertelstündliche Produkte vermarktet, welche noch am selben Tag gehandelt werden. [46] Besonders große Kraftwerksblöcke beteiligen sich eher an dem Day-Ahead-Markt, da diese nicht so flexibel sind wie kleinere Anlagen, welche die Energiezufuhr auch viertelstündlich problemlos anpassen können. Wird das Ende einer vollen Stunde erreicht, kommt es häufig vor, dass solche Kraftwerke vom Netz gehen (Kraftwerk A), welche für diese Stunde vergütet werden, und solche Kraftwerke zugeschaltet werden (Kraftwerk B), welche für die Folgestunde eine Vergütung erhalten. Dieser Wechselprozess macht sich auch in der Netzfrequenz bemerkbar. Die Betreiber von Kraftwerk A ist bestrebt, schnellstmöglich wie möglich vom Netz getrennt zu werden, wohingegen Kraftwerk B so spät wie nötig an das Netz zugeschaltet wird. Dabei können minimale Zeitlücken entstehen, welche zu einem Erzeugungsdefizit führen. Diese Zeitlücken können wiederum zu einem Frequenzeinbruch führen. Im Falle ungenauer Prognosen können neben Frequenzeinbrüchen ebenfalls Frequenzsteigerungen entstehen, falls durch die Zuschaltung eine erhöhte Leistung in das Netz gespeist wird. Insbesondere in Situationen, in denen die Frequenz aufgrund unvorhergesehener Ereignisse bereits im kritischen Bereich ist, kann dieser Wechselprozess zu Instabilitäten führen. [47]

Besonders in ungewöhnlichen Zeitperioden, welche nicht dem alltäglichen Ablauf entsprechen, kann ein verändertes Nutzerverhalten die Frequenz beeinflussen. Während der weltweiten Corona-Krise im Jahr 2020 wurde mit einem veränderten Nutzerverhalten gerechnet. Am 17.03.2020 veranlasste dies die Übertragungsnetzbetreiber dazu, zwei Meldungen auf der Internetplattform zur Regelleistungsbereitstellung, auf welche in Abschnitt 2.2.1 näher eingegangen wird, zu verfassen. Dort werden insbesondere Bilanzkreisverantwortliche darauf hingewiesen, dass die Situation zu Lastverschiebungen und es somit zu Über-/ bzw. Unterdeckungen kommen kann. Auch werden die Frequenzsprünge zu den Stundenwechseln erwähnt, welche das System stärker belasten könnten. Es wird darum gebeten, die Fahrweise zu den Stundenwechseln mit entsprechender Vorsicht zu gestalten. Wie sich diese Frequenzsprünge im Alltag gestalten können, soll im Folgenden, insbesondere anhand der Abbildung 2.4, untersucht werden. [48]

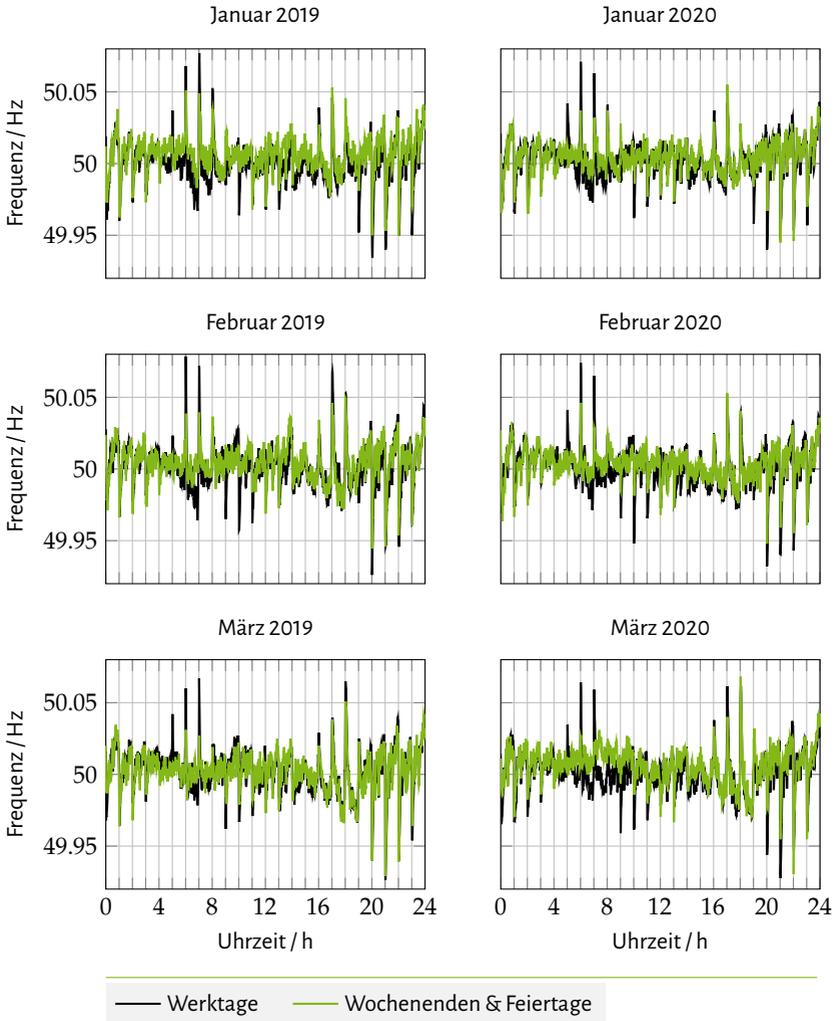


Abbildung 2.4: Mittelwerte der Frequenzdaten für Werktage und Wochenenden für die Monate Januar - März 2019 und 2020

In den Graphen aus Abbildung 2.4 sind jeweils Frequenzmesswerte für die gemittelten Werkta-  
ge (schwarze Linie) und Wochenenden (grüne Linie) des Zeitraums Januar bis März 2020 aufge-  
führt. Die vertikalen Gitternetzlinien stellen jeweils eine volle Stunde dar. Ein deutlicher Unter-  
schied in den Trends zwischen den Monaten oder Jahren ist nicht eindeutig erkennbar. Besonders

zu den vollen Stunden 0 bis 3 Uhr nachts sind stundenweise Frequenzeinbrüche, sowohl für Werk- tage als auch für Wochenenden, zu verzeichnen. Zu den Morgenstunden, zwischen 5 bis 7 Uhr, sind werktags Frequenzüberhöhungen zu beobachten. Für die Wochenenden sind diese Frequenzüber- höhungen teilweise nur sehr leicht ausgeprägt. Insbesondere die Frequenzüberhöhung um 5 Uhr scheint für die Wochenenden stark reduziert bis gar nicht vorhanden zu sein. Vormittags, in der Zeit zwischen 9 bis 12 Uhr, kommt es wiederum häufig zu negativen Frequenzabweichungen. Ins- besondere in den Abendstunden, also zwischen 20 - 23 Uhr, sind besonders hohe Frequenzeinbrü- che zu erkennen, welche häufig unter 49,95 Hz fallen. Diese Einbrüche sind an den Wochenenden nur bedingt abgeschwächt. In der Abbildung handelt es sich um gemittelte Werte je Monat, so- dass einzelne Frequenzeinbrüche durchaus höher ausfallen können. Um dies genauer analysieren zu können, sind in Abbildung 2.5 je Monat, unabhängig vom Tagestypen, Grenzwertunterschrei- tungen festgehalten. Hierbei wurden sekundliche Frequenzmesswerte ausgewertet.

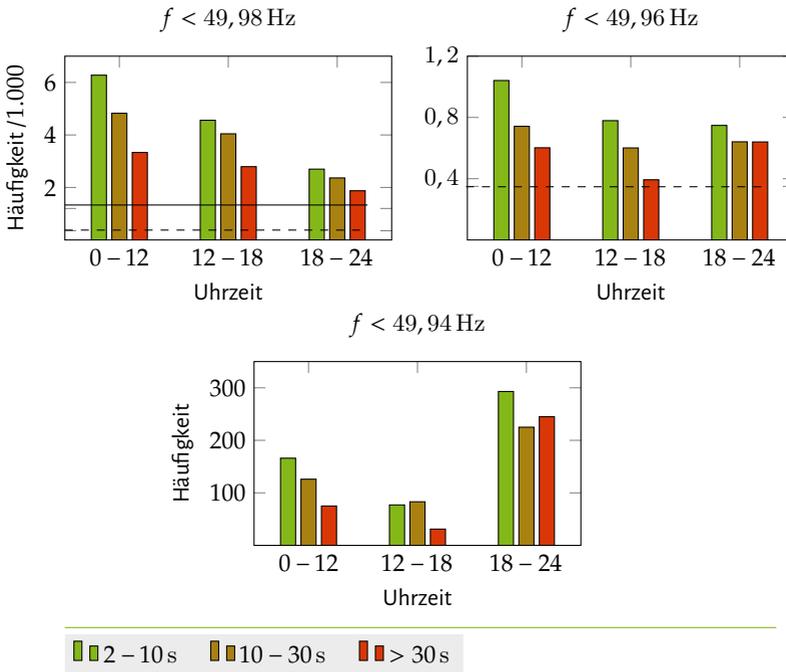


Abbildung 2.5: Häufigkeit der Frequenzeinbrüche in den Monaten Januar - März 2020

Die Abbildung 2.5 zeigt eine Auswertung der Frequenzwerte für die Monate Januar bis März 2020. Aufgrund der unterschiedlichen Skalierungen wurden in der ersten Grafik (oben links) der Maximalwert der Y-Achse für die zweite Grafik (oben rechts) mit einer durchgezogenen Linie und für die dritte Grafik (unten Mitte) mit einer gestrichelten Linie gekennzeichnet. Es wurde untersucht, wie häufig die Frequenz unter 49,98 Hz, 49,96 Hz und 49,94 Hz sinkt. Weiter werden die Häufigkeiten in Gruppen unterteilt, welche festhalten, wie lange die jeweilige Frequenzgrenze in einem Zeitraum unterschritten wurde. Insbesondere im Zeitraum zwischen 00:00 - 12:00 Uhr sind häufige Frequenzunterschreitungen von 49,98 Hz zu beobachten. Innerhalb des betrachteten Zeitraums fällt die Frequenz rund 6.300 Mal für 2 – 10 s unter diese Grenze. Zu den Abendstunden nehmen die Unterschreitungen merkbar ab. Ähnlich verhält sich diese Tendenz für die Frequenzgrenze von 49,96 Hz für die Zeiträume 0 - 12 Uhr und 12 - 18 Uhr. Auffällig hierbei ist, dass in den Abendstunden (18 - 24 Uhr) die Häufigkeit der Frequenzunterschreitungen relativ zunimmt. So kommt es vor, dass die Frequenz in der Zeit zwischen 18 - 24 Uhr rund 640 Mal für über 30 s unter 49,96 Hz fällt. Der relative Anstieg der Unterschreitungen in den Abendstunden ist insbesondere für den Schwellenwert von 49,94 Hz zu beobachten. Hier sinken die Häufigkeiten in den Mittagsstunden zwar relativ zu den Morgenstunden, jedoch ist ein deutlicher Anstieg ab 18 Uhr zu erkennen. In über 240 Fällen ist eine Grenzünterschreitung von länger als 30 s zu erkennen.

Die Auswertung der Frequenzmessungen zeigt, dass insbesondere zu vollen Stunden von hohen Frequenzänderungen auszugehen ist. Diese Erkenntnis soll für folgende Regelstrategien herangezogen werden, um eine effektive Frequenzhaltungsstrategie zu definieren.

### 2.1.3 Frequenzstabilität im Energieübertragungssystem

Die Frequenzstabilität nimmt neben der Winkel- und Spannungsstabilität eine besondere Rolle für elektrische Energiesysteme ein. Neben den anderen Stabilitätsarten handelt es sich bei der Frequenz um ein globales Phänomen. Das bedeutet, dass die Frequenz im gesamten Energiesystem nahezu identisch ist. Eine zu hohe Abweichung der Netzfrequenz vom Sollwert ( $f_{\text{Nenn}} = 50 \text{ Hz}$  in Europa) kann zur Zerstörung von Betriebsmitteln im Netz führen, da diese nur für einen bestimmten Frequenzbereich ausgelegt sind. Hohe Oszillationen der Turbinenschaufeln in der Turbine eines Synchrongenerators können entstehen, wenn die Frequenz zu stark absinkt. Die Schaufeln sind jedoch nicht für diese Oszillationen ausgelegt, sodass sie zerstört werden können. Damit dieser Fall nicht eintritt, wird die Erzeugungsanlage bei definierten Frequenzgrenzen automatisch vom Netz getrennt [8]. Dies führt unweigerlich zu einer Vergrößerung des Ungleichgewichts zwischen Last und Erzeugung und somit zu einem erhöhten Frequenzabfall. Als Folge werden weitere Kraftwerke abgeschaltet und es kommt zu einem Blackout im gesamten Energiesystem. [38]

Insbesondere eine erhöhte Integration erneuerbarer Energien und eine dadurch resultierende sinkende Trägheit im System kann den stabilen Netzbetrieb gefährden, vgl. Abschnitt 2.1.2. Die Stabilität in einem Energiesystem zu gewährleisten, ist die Hauptaufgabe der Übertragungsnetzbetreiber. Für die Sicherung der Frequenzstabilität sind verschiedene Regel- und Schutzmechanismen im Energiesystem implementiert, welche auch in kritischen Situationen die Frequenz auf ihren Sollwert zurückführen sollen. Eine Frequenzregelmaßnahme stellt die Bereitstellung von Primärregelleistung dar. Diese Maßnahme soll bereits bei geringen Frequenzabweichungen für eine Frequenzstabilisierung sorgen. Sollte dies nicht ausreichen, greifen Schutzmaßnahmen, wie die Durchführung eines frequenzabhängigen Lastabwurfs. Hierdurch werden Lastzentren vom restlichen Netz getrennt, um somit das Gleichgewicht zwischen Last- und Erzeugung wiederherzustellen. Im Folgenden wird die Frequenzregel- sowie Schutzmaßnahme im Detail beschrieben. [49, 50, 51]

## 2.2 Bereitstellung von Primärregelleistung

In diesem Unterkapitel wird die Methodik zur Bereitstellung von Primärregelleistung beschrieben. Zunächst werden auf den aktuellen Stand der Technik sowie die historische Entwicklung eingegangen. Anschließend wird der aktuelle Stand der Wissenschaft diskutiert, um eine Abgrenzung zu den Konzepten und Anwendungen in dieser Arbeit herzustellen.

### 2.2.1 Stand der Technik

Um den Stand der Technik zu beschreiben, werden zunächst die technischen Grundlagen zur Regelleistungsbereitstellung durch Kraftwerke zusammengefasst. Anschließend wird auf die Entwicklung von regulatorischen Richtlinien und Anforderungen eingegangen. Abschließend wird die Vermarktung der Regelenergie kurz erläutert.

#### 2.2.1.1 Technische Grundlagen

Wie bereits in den vorangegangenen Abschnitten erläutert, liegt nur dann eine konstante Netzfrequenz von 50 Hertz vor, wenn ein Leistungsgleichgewicht im Gesamtsystem herrscht. Liegt ein Leistungsdefizit vor ( $P_{\text{Last}} > P_{\text{Gen}}$ ), so müssen bestimmte Erzeugungsanlagen ihre Einspeiseleistung anpassen, um das Gleichgewicht wiederherzustellen. Durch die Bereitstellung von Momentanreserve kann zu Beginn des Defizits bereits ein Teil der geforderten Energie bereitgestellt werden, vgl. Abschnitt 2.1. Um jedoch zu verhindern, dass die Frequenz weiter absinkt, ist es not-

wendig die zugeführte Energie in der Turbine eines Kraftwerks zu erhöhen, um die Umdrehungsgeschwindigkeit des Generators wieder ansteigen zu lassen, siehe Abbildung 2.6.

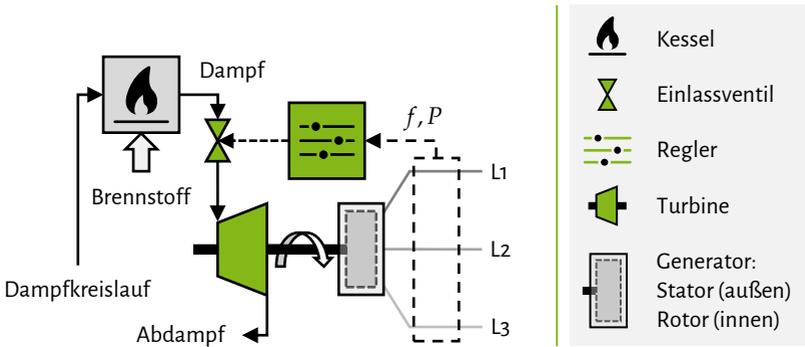


Abbildung 2.6: Beispielhafte Darstellung eines Synchrongenerators zur Erzeugung elektrischer Energie und der Bereitstellung von Primärregelleistung nach [3] und [20]

Um Regelleistung bereitzustellen, wird im Kraftwerk das Turbineneinlassventil weiter geöffnet, welches den Einlass von mehr Dampf in die Turbine ermöglicht. Die Ventilstellung ist dabei abhängig von der Netzfrequenz, welche als Eingangsgröße für einen Regler dient. Die gemessene Netzfrequenz und die erzeugte Leistung werden in dem Regler mit einem Sollwert verglichen, so dass die Ventilstellung entsprechend angepasst werden kann [3]. Diese Form der Regelung wird als Primärregelung bezeichnet. Die zusätzlich erzeugte Leistung wird folglich als Primärregelleistung bezeichnet. Zur Regelung der Ventilstellung wird eine einfache Proportionalregelung mit einem definierten Verstärkungsfaktor  $V_R$  genutzt. Der Verstärkungsfaktor  $V_R$  trägt die Einheit  $\frac{\text{MW}}{\text{Hz}}$  und gibt an, welche Leistung  $\Delta P$  bei einer Frequenzänderung  $\Delta f$  durch das Kraftwerk zur Verfügung gestellt wird. Dabei wird der Verstärkungsfaktor häufig auf die Nennleistung  $P_{\text{Nenn}}$  des jeweiligen Kraftwerks bezogen, da die absolute Regelleistung von der Kraftwerksgröße abhängig ist:

$$V'_R = V_R \frac{f_{\text{Nenn}}}{P_{\text{Nenn}}}. \quad (2.29)$$

Anhand der berechneten Regelgröße soll nun die Ventilstellung angepasst werden, was jedoch zeitverzögert geschieht. Daher wird das Ventil in einem Regelmodell als  $PT_1$  Glied dargestellt. Aufgrund der Trägheit der Turbine, wird diese ebenfalls durch ein  $PT_1$  Glied modelliert. Als Kenngröße für die Bereitstellung von Primärregelleistung durch ein Kraftwerk wird eine sogenannte Statik  $s_{Pf}$  definiert. Diese ist direkt abhängig vom Verstärkungsfaktor  $V_R$  des Reglers und wird auf

die Nennleistung des Kraftwerks  $P_{\text{Nenn}}$  und die Nennfrequenz von  $f_{\text{Nenn}} = 50 \text{ Hz}$  normiert:

$$s_{\text{Pf}} = \frac{1}{V'_R} = \frac{1}{V_R} \frac{P_{\text{Nenn}}}{f_{\text{Nenn}}} \quad (2.30)$$

Die Statik ist aufgrund der Normierung dimensionslos und wird in der Regel in Prozent angegeben. Sie gibt an, bei welcher prozentualen Frequenzänderung (bezogen auf die Nennfrequenz) die Nennleistung des Generators erreicht wird. [3] Demnach bedeutet eine niedrige Statik eine hohe Primärregelleistungsbereitstellung schon bei geringen Frequenzänderungen. Welchen Einfluss die Primärregelleistung auf die Netzfrequenz nach einem Frequenzereignis ausüben kann, ist in Abbildung 2.7 qualitativ dargestellt.

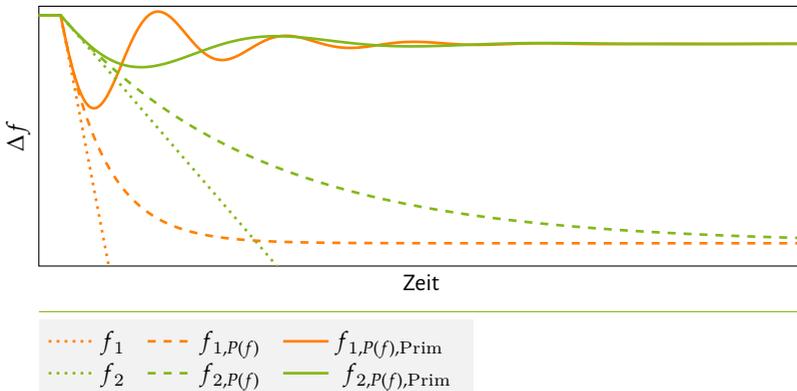


Abbildung 2.7: Qualitative Darstellung des Frequenzverhaltens nach einem Lastsprung mit der Bereitstellung von Primärregelleistung

In Abbildung 2.3 ist dargestellt, welchen Einfluss unterschiedliche Trägheiten auf das Frequenzverhalten nach einem Lastsprung haben können. Diese Verläufe werden in Abbildung 2.7 um die Bereitstellung von Primärregelleistung erweitert. Da die Primärregelleistung eine Regelungsmethode darstellt, welche mit entsprechenden Verzögerungszeiten besetzt ist, kann der Frequenzgradient im Ursprung der Störung nicht beeinflusst werden. Dieser Frequenzgradient ist folglich einzig von der im Netz vorhandenen Rotationsenergie bzw. Trägheit abhängig (vgl. Gleichung 2.23 und 2.13). Setzt die Primärregelung ein, ist ein Frequenzanstieg zu verzeichnen. Durch Verzögerungszeiten der Regelstrecke des Primärreglers (Ventil und Turbine) und der Trägheit des Gesamtsystems, kann es zu Oszillationen der Frequenz kommen, bis sich letztlich ein neuer quasi-stationärer Frequenzwert einstellt. In Gleichung 2.28 wird gezeigt, dass die quasi-stationäre Frequenzabweichung von der Höhe des Leistungssprungs sowie der Frequenzabhängigkeit der Lasten abhängig

ist. Diese Formel kann nun weiter verallgemeinert werden, denn neben der Frequenzabhängigkeit der Lasten reduziert ebenfalls die Primärregelleistung das Leistungsungleichgewicht:

$$\Delta f_{\text{quasi}} = \frac{\Delta P_{\text{Last},\Gamma}}{\sum \frac{-dP_{\text{Last}}}{df} + \sum \frac{dP_{\text{Gen}}}{df}}. \quad (2.31)$$

Demzufolge berechnet sich die quasi-stationäre Frequenzabweichung  $\Delta f_{\text{quasi}}$  durch die Höhe des Lastsprungs  $\Delta P_{\text{Last},\Gamma}$  und der Summe aller frequenzabhängigen Lasten  $dP_{\text{Last}}/df$  sowie Erzeuger  $dP_{\text{Gen}}/df$ . Mit der Bereitstellung von Regelenergie kann folglich die quasi-stationäre Frequenzabweichung reduziert werden. Da es sich um eine Proportionalregelung handelt, welche sich durch eine bleibende Regelabweichung auszeichnet, kann die quasi-stationäre Frequenzabweichung jedoch nicht auf  $\Delta f_{\text{quasi}} = 0$  reduziert werden. Hierfür müssen andere Methoden, wie die Sekundärregelleistung, aktiviert werden. [20]

### 2.2.1.2 Anforderungen und Richtlinien

Bei dem Einsatz und der Beschaffung von Primärregelleistung handelt es sich um eine wichtige Regelmethode zur Wahrung der Frequenzstabilität. Entsprechend regeln in Deutschland und Europa konkrete Anforderungen und Richtlinien diese Maßnahmen. Diese sollen gewährleisten, dass im Fehlerfall ausreichend Regelenergie zur Verfügung gestellt wird, um das Energiesystem stabil zu halten. Hierbei werden sowohl wirtschaftliche als auch technische Details beschrieben. Aufgrund des Energiewandels und den damit einhergehenden Veränderungen im Stromnetz, ist es notwendig, dass die beschriebenen Maßnahmen zur Haltung der Frequenz stets aktualisiert werden. Andernfalls können sie an Wirkung verlieren, sodass netzkritische Situationen nicht mehr vermieden werden können. Abbildung 2.8 stellt eine Ansammlung relevanter Grundsätze für die Bereitstellung von Primärregelleistung gegenüber. Um die historische Entwicklung der Anforderungen und Richtlinien hervorzuheben, sind diese nach dem jeweiligen Veröffentlichungsdatum sortiert. Im Folgenden werden relevante Inhalte der Dokumente beschrieben und in den Kontext der Energiewende gestellt.

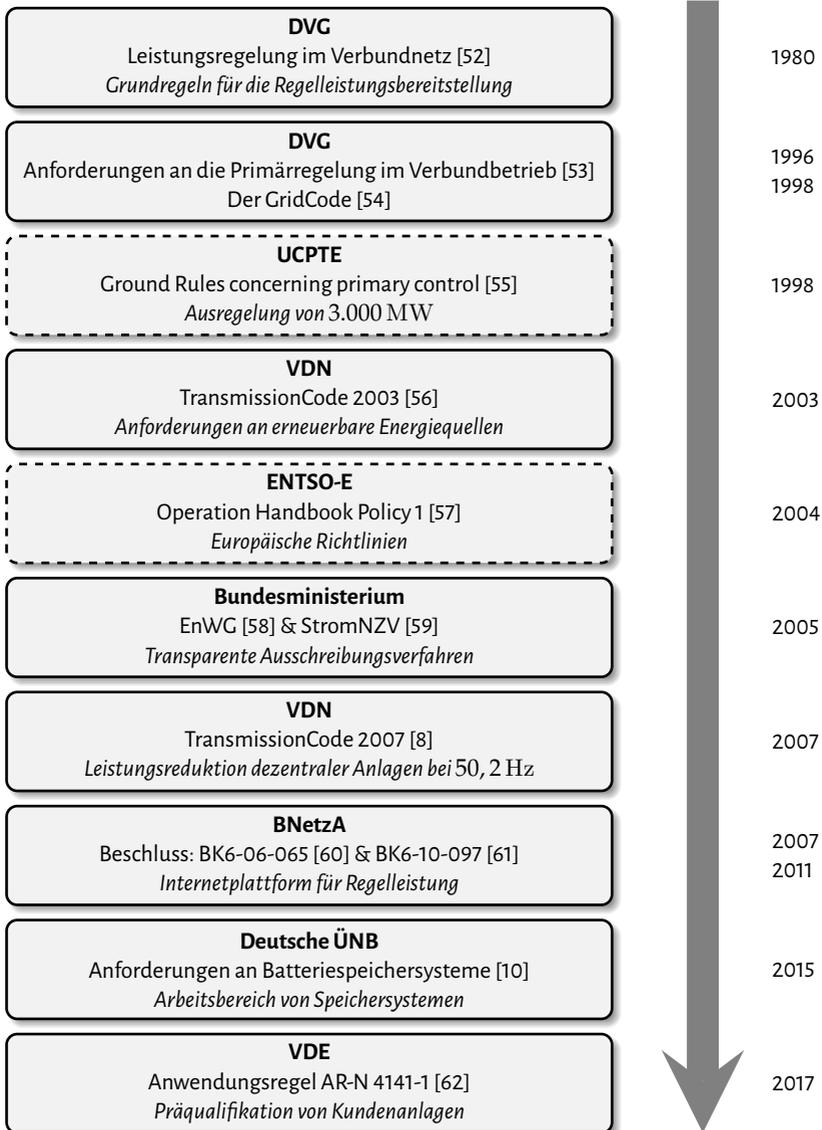


Abbildung 2.8: Richtlinien (gestrichelt) und Vorgaben (durchgezogen) zur Planung und Bereitstellung von Primärregelleistung

Im Jahr **1980** hat die Deutsche Verbundgesellschaft (DVG) ein Regelwerk veröffentlicht, welches Anforderungen an die Leistungsregelung im deutschen Verbundnetz zusammenfasst [52]. Darin wird zunächst beschrieben, dass viele große Kraftwerke sich zu dieser Zeit nicht an der Primärregelleistungsbereitstellung beteiligten. Anhand digitaler Netzdynamikmodelle wurden folglich Anforderungen für die Wirkleistungsregelung der Kraftwerke ermittelt:

- Kraftwerksblöcke müssen für einen Stellbereich mindestens 5 % ihrer Nennleistung ausgelegt sein.
- Mindestens die Hälfte dieses Stellbereichs muss in 5 s und der gesamte Stellbereich in 30 s zur Verfügung stehen.
- Kernkraftwerksblöcke sollen den gesamten Stellbereich von 5 % der Nennleistung in 5 s durchfahren.

Dadurch soll unter anderem gewährleistet werden, dass bei Ausfall einer Kraftwerksleistung von 2.500 MW das Netz entsprechend ausgeglet werden kann. [52]

**1996** und **1998** hat der DVG zwei Dokumente veröffentlicht, welche die Anforderungen an die Primärregelung im Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie, engl. Union for the Coordination of the Production and Transport of Electric Power (UCPTE)-Verbundbetrieb sowie die Kooperationsregelung für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber festlegen [53, 54]. In [53] werden insbesondere detaillierte technische Erläuterungen sowie verbindliche Ausführpfehlungen für die Regelleistungsbereitstellung festgehalten. [54] gibt in diesem Zusammenhang die grundsätzlichen Mindestanforderungen an die Primär- und Sekundärregelung wieder, welche sich auf die deutschen Regelzonen beschränken. Als Regelblockführer und somit Verantwortlicher gegenüber den Partnern des UCPTE wird die RWE Energie AG bestimmt. Die Vorgaben orientieren sich dahingehend an den internationalen Richtlinien des UCPTE. Es wird ein Beteiligungskoeffizient von

$$C_I = \frac{E_I}{E_u} \quad (2.32)$$

festgelegt, wobei  $E_I$  der Netto-Stromerzeugung in der  $i$ -ten Regelzone und  $E_u$  der gesamten Netto-Stromerzeugung aller Regelzonen des UCPTE Synchronverbundes entspricht. Dieser Koeffizient wird jährlich neu berechnet und orientiert sich an den UCPTE Richtlinien nach [55]:

$$\Delta P = C_I = 3.000 \text{ MW}. \quad (2.33)$$

Für diesen Koeffizienten wird ein Aufteilungsschlüssel definiert, welcher die Regelleistungsbereitstellung innerhalb Deutschlands koordiniert. Zudem ist festgelegt, dass bei einer quasi-stationären

Frequenzabweichung von  $\Delta f = -200$  mHz die gesamte vorzuhaltende Primärregelleistung aktiviert sein muss. Für  $\Delta f = +200$  mHz muss die Erzeugung um die vorzuhaltende Primärregelleistung reduziert werden. Dabei muss die Netzleistungszahl

$$\sigma_{\text{Netz}} = \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad (2.34)$$

im Frequenzbereich von  $\Delta f = \pm 200$  mHz möglichst konstant gehalten werden. Bei Störungen von  $\Delta P = 1.500$  MW muss die Regelleistung spätestens in 15 s aktiviert sein.

Im Jahr **1998** veröffentlichte die UCPTe ein Dokument, welches die Grundregeln im europäischen Verbundsystem beschreibt [55]. Dabei wird eine notwendige Primärregelleistungsreserve von 3.000 MW gefordert, um die Frequenzstabilität zu gewährleisten. Eine dynamische Frequenzabweichung von mehr als 800 mHz soll damit vermieden werden. Wie die Leistungsbereitstellung durch die einzelnen Partner erfolgt, ist nach dem Solidaritätsprinzip auszuwählen. Die Grundregeln legen zudem die Aktivierungszeit sowie Koordinationierung zwischen Primär-, Sekundär- und Minutenreserve fest. Diese Regeln beschreiben somit Richtlinien, welche in den Anforderungen aller Partner Einzug finden sollen, um einen sicheren Netzbetrieb im europäischen Netz zu gewährleisten. [55]

In [56] sind seit **2003** Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber festgehalten, welche unter anderem die Bereitstellung von Primärregelleistung in Deutschland regeln. Dabei orientieren sich die Anforderungen an [53, 54, 55]. In [56] werden jedoch erstmals Anforderungen an Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen gestellt. So wird beispielsweise darauf hingewiesen, dass die benötigte Primärregelleistung von 3.000 MW auf die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber aufgeteilt werden muss. Kann die erforderliche Menge durch die am Markt beschaffbare Primärregelleistung nicht gedeckt werden, ist der Übertragungsnetzbetreiber dazu berechtigt in Betrieb befindliche Kraftwerke die Teilnahme an der Primärregelung anzuordnen. Es ist unter anderem vorgeschrieben, dass eine Erzeugungseinheit mit einer Nennleistung von mehr als 100 MW zur Abgabe von Primärregelleistung fähig sein muss, wobei der Übertragungsnetzbetreiber berechtigt ist, einzelne Erzeugungseinheiten von dieser Pflicht zu befreien. Erzeugungseinheiten mit weniger als 100 MW Nennleistung können nach Vereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber ebenfalls zur Sicherstellung der Primärregelung herangezogen werden. Dabei ist geregelt, dass das Primärregelband mindestens  $\pm 2\%$  der Nennleistung betragen muss und die Regelstatik einstellbar sein muss. Zudem wird festgehalten, dass die Primärregelleistung bei einer Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz innerhalb von 30 s vollständig aktiviert sein und mindestens über einen Zeitraum von 15 min gehalten werden muss. Eine Genauigkeit der Frequenzmessung ist mit maximal  $\pm 10$  mHz beziffert. [56]

**2004** trat das Operation Handbook in Kraft und regelte unter anderem die Bedingungen für die Bereitstellung von Primärregelleistung in Europa. Darin ist festgehalten, dass die Regelung ab einer Frequenzabweichung von  $\pm 20$  mHz greift und die gesamte Regelleistung bei  $\pm 200$  mHz aktiviert sein muss. Dies soll sicherstellen, dass bei einem Fehlerfall eine maximale Frequenzabweichung von  $-800$  mHz und eine maximale quasi-stationäre Frequenzabweichung von  $\pm 180$  mHz erreicht wird. Dabei wird, wie bereits in [56] beschrieben, von einer maximalen sofortigen Leistungsdifferenz von  $3.000$  MW ausgegangen. Eine weitere Annahme ist eine Frequenzabhängigkeit der Lasten von  $1\%/Hz$ . [57] Die Berechnungen beruhen teilweise auf dynamischen Simulationen, welche die Trägheit des Systems zu diesem Zeitpunkt berücksichtigen. Dahingehend muss berücksichtigt werden, dass in zukünftigen Netzen mit einer verringerten Trägheit höhere Frequenzabweichungen entstehen können. Diese können beispielsweise durch die Anpassung der Regelparameter beherrscht werden. In Abschnitt 3.2.3 wird diese Problemstellung näher untersucht.

Das Energiewirtschaftsgesetz trat erstmals im Jahr 1935 in Kraft [63], wurde jedoch im Jahr **2005** neu erfasst. In diesem Gesetz wird unter Anderem geregelt, dass Betreiber von Energieversorgungsnetzen bei der Beschaffung von Regelleistung ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren anwenden sollen [58]. Näher regelt die Stromnetzzugangsverordnung, dass diese Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet sind, die jeweilige Regelleistung im Rahmen einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden anonymisierten Ausschreibung über eine Internetplattform zu beschaffen [59].

Im Jahr **2007** erschien eine neue Version des TransmissionCode [8]. Bezüglich der Bereitstellung von Primärregelleistung sind nur minimale Änderungen der Anforderungen feststellbar. Neu ist jedoch, dass eine Erzeugungseinheit, auch wenn sie nicht primärregelfähig ist, ab einer Netzfrequenz von  $f_{\text{Netz}} > 50,2$  Hz eingreifen und die Leistung anhand einer vorgegebenen Statik reduzieren muss. Für die Vorhaltung von Primärregelleistung bezieht sich das Dokument dabei nicht mehr auf die europäischen Richtlinien aus [55] sondern auf das derzeit aktuelle Operation Handbook [57]. Dabei wird erwähnt, dass die Beschaffung der Primärregelleistung eine homogene Verteilung zur Verringerung des Ausfallrisikos anstreben sollen. Dazu dürfen maximal  $3\%$  pro Erzeugungseinheit und maximal  $6\%$  je Netzknoten bezogen auf die in der Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) insgesamt vorgehaltene Primärregelleistung erbracht werden.

Im selben Jahr **2007** hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) zudem unter Anderem in einem Beschluss [60] festgehalten, dass

- der Abruf der Primärregelleistung automatisch und dezentral erfolgt,

- die Ausschreibung monatlich erfolgen muss,
- ein Ausschreibungskalender von den Übertragungsnetzbetreibern in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur für ein Jahr erstellt werden muss und
- die Mindestangebotsgröße  $\pm 5$  MW, wobei eine Einkürzung zulässig ist, bei einem Angebotsinkrement von 1 MW sein muss.

Zudem ist geregelt, dass der Bedarf an Primärregelleistung, eine anonymisierte Liste aller bezuschlagten Primärregelleistungsangebote sowie der mittlere mengen-gewichtete Leistungspreis auf einer Internetplattform zur Verfügung stehen muss. Dabei sammeln sie die Regelreserveprodukte regelzonenübergreifend und teilweise in Kooperation mit den Nachbarländern. [46] Die Ausschreibung der Regelleistung hat monatlich zu erfolgen.

Vier Jahre später, im Jahr **2011**, hat die Bundesnetzagentur einen weiteren Beschluss verfasst [61]. Die Mindestangebotsgröße wurde hierbei von  $\pm 5$  MW auf  $\pm 1$  MW reduziert, was die Beteiligung kleinerer Anlagen am Regelleistungsmarkt ermöglicht. Zudem wird der Ausschreibungszeitraum nicht mehr monatlich, sondern wöchentlich vorgeschrieben.

In [10] werden seit **2015** Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern beschrieben. Dabei begrüßen die Übertragungsnetzbetreiber die Technologievielfalt für die Primärregelleistungsbereitstellung, welche zu diesem Zeitpunkt präqualifiziert wurden. Um den Eintritt von Speichertechnologien in den Primärregelleistungsmarkt zu unterstützen, sind in dem Dokument Mindestanforderungen an diese Technologie zusammengefasst, vgl. Abbildung 2.9. Es wird festgehalten, dass ein kontinuierlicher Vollabruf der präqualifizierten Regelleistung bei speicherbegrenzten Einheiten für mindestens 30 min gewährleistet sein muss. Dabei können für den Einsatz von Batterien zwischen zwei Betriebsweisen unterschieden werden:

1. Eigenständiger Betrieb als singulärer Batteriespeicher oder in Kombination mit weiteren Batteriespeichern als Batteriepool.
2. Integration der Batteriespeicher in einen Pool mit weiteren technischen Einheiten, die keine Begrenzung in der Arbeitsverfügbarkeit aufweisen, als Unterstützung.

Im ersten Fall wird berücksichtigt, dass die Poolung ausschließlich aus speicherbegrenzten Einheiten besteht. Ein Hauptunterschied zwischen diesen Betriebsweisen stellt die Anforderung der Mindestdauer  $\Delta t_{\text{Min}}$  dar, zu der die Primärregelleistung mindestens erbracht werden muss. Für Betriebsweise 1 muss die erforderliche positive sowie negative Leistung für mindestens 30 Minuten und für Betriebsweise 2 für mindestens 15 Minuten erbracht werden. Daraus lassen sich verschiedene Arbeitsbereiche bzw. Handlungsspielräume für die Speichersysteme definieren. Der Arbeitsbereich wird insbesondere durch das Verhältnis der nutzbaren Speicherkapazität  $C_{\text{nutz}}$

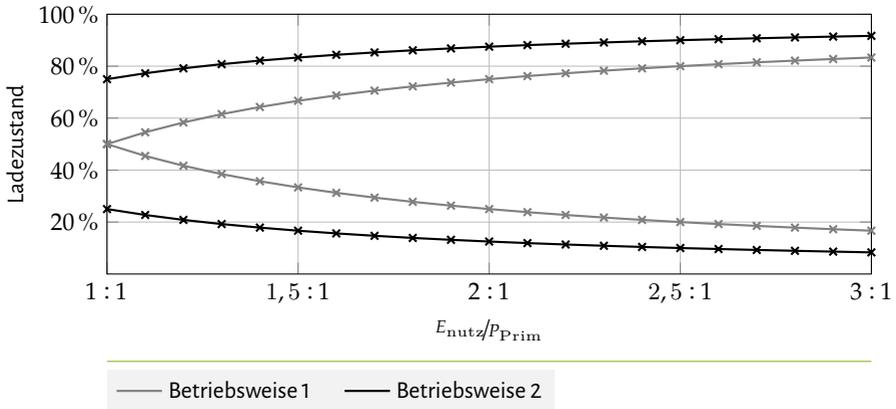


Abbildung 2.9: Darstellung der unteren und oberen Grenzen des Handlungsspielraums bzw. Arbeitsbereichs für Betriebsweise 1 und Betriebsweise 2

bestimmt. Daraus lassen sich die folgenden Grenzen der Arbeitsbereiche definieren:

$$C_{\text{obereGrenze}} = \frac{E_{\text{nutz}} - \Delta t_{\text{min}} \cdot P_{\text{Prim}}}{E_{\text{nutz}}}, \quad (2.35)$$

$$C_{\text{untereGrenze}} = \frac{0,5 \text{ h} \cdot P_{\text{Prim}}}{E_{\text{nutz}}} = 1 - C_{\text{obereGrenze}}. \quad (2.36)$$

Für die Grenzwerte nach Betriebsweise 2 gilt

$$C_{\text{obereGrenze}} = \frac{E_{\text{nutz}} - 0,25 \text{ h} \cdot P_{\text{Prim}}}{E_{\text{nutz}}}, \quad (2.37)$$

$$C_{\text{untereGrenze}} = \frac{0,25 \text{ h} \cdot P_{\text{Prim}}}{E_{\text{nutz}}} = 1 - C_{\text{obereGrenze}}. \quad (2.38)$$

Daraus lassen sich der in Abbildung 2.9 dargestellten Grenzwerte definieren. Innerhalb der Grenzwerte befindet sich der Handlungsspielraum. Für Betriebsweise 1 bedeutet ein Verhältnis von 1:1, dass beispielsweise für eine Kapazität von  $C_{\text{nutz}} = 1 \text{ MWh}$  und einer geforderten Regelleistung von  $P_{\text{Prim}} = 1 \text{ MW}$  der Ladezustand genau 50 % betragen muss. Für Betriebsweise 2 ergibt sich dabei ein geweiteter Handlungsspielraum, da ein Ladezustand zwischen 25 % und 75 % erlaubt ist. Nur in Sonderfällen dürfen die Grenzen verletzt werden, beispielsweise wenn Frequenzabwei-

chungen außerhalb von  $\pm 200$  mHz vorliegen. [10]

In [62] (2017) werden technische Regeln für den Betrieb und die Planung von Netzbetreibern festgelegt. Um der vermehrten Regelleistungsbereitstellung von dezentralen Anlagen in Verteilnetzen zu begegnen, muss der Übertragungsnetzbetreiber den Anschlussnetzbetreiber in den Präqualifikationsprozess zur Regelleistungsbereitstellung mit einbinden. Dabei wird festgelegt, dass nach erfolgreicher Präqualifikation einer Kundenanlage zur Primärregelleistungsbereitstellung Angaben zur Regelleistungsart, Höhe der Leistung, Anschlussnetzbetreiber, Zählpunkt und geographische Koordinaten in einem Stammdatenregister gemacht werden müssen. Der Abruf der Regelleistung erfolgt nach wie vor durch den Übertragungsnetzbetreiber durch eine direkte Kommunikation zur Anlage. Erfolgt ein Abruf, wird der zuständige Netzbetreiber darüber informiert.

Die historische Entwicklung der Anforderungen und Richtlinien zur Regelleistungsbereitstellung weist regelmäßige Anpassungen auf. Technische Anforderungen, wie die Festlegung der Leistungsmengen und Frequenzgrenzen, sind weitestgehend gleichgeblieben. Jedoch ist festzustellen, dass vermehrt die Integration dezentraler Anlagen zur Regelleistungsbereitstellung in den Vordergrund rückt. Vor diesem Hintergrund werden in dieser Arbeit Konzepte vorgeschlagen, wie die Integration dezentraler Anlagen aus technischer Sicht weiterentwickelt werden kann.

### 2.2.2 Stand der Wissenschaft und Abgrenzung

Im vorangegangenen Abschnitt werden die technische Entwicklung sowie der aktuelle Stand zur Regelleistungsbereitstellung zusammengefasst. In dieser Arbeit werden Konzepte zur Regelleistungsbereitstellung durch dezentrale Energieumwandlungsanlagen, insbesondere von Speichersystemen, durch ein externes Modul beschrieben. Im Folgenden wird der aktuelle Stand der Wissenschaft zu diesem Themenfeld zusammengefasst und eine Abgrenzung zu der vorliegenden Arbeit durchgeführten Untersuchungen getroffen.

Die Notwendigkeit einer erhöhten Steuerbarkeit von Verteilnetzen, um die Energiewende zu treiben, kommt insbesondere in **Smart Grids** zu tragen. In [64, 65] werden Smart Grids in den Fokus gerückt, um die Integration dezentraler Energieumwandlungsanlagen zu optimieren. Neben der adaptiven Integration von PV-Wechselrichtern werden unter anderem die Aggregation von Steuerungsflexibilitäten durch einen übergeordneten Regler beschrieben. Im Gegensatz zu der vorliegenden Arbeit betrachtet dieser Regler vornehmlich Überlastsituationen und kritische Spannungsunterschreitungen anstatt einer frequenzdienlichen Regelung dieser Anlagen. Zudem wird in [66] darauf hingewiesen, dass die Betrachtung einer Kombination aus Mittel- und Niederspannungsnetzen nennenswerte Synergieeffekte bietet. Entsprechende Synergien werden in dieser Arbeit genutzt, indem spannungsebenen-übergreifende Konzepte erarbeitet werden.

In vielen wissenschaftlichen Untersuchungen wird darauf hingewiesen, dass die **verringerte Trägheit** in zukünftigen Netzen eine schnellere Regelleistungsbereitstellung durch beispielsweise dezentrale Anlagen voraussetzt, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten [51, 67, 68, 69]. In [70] wird eine Übersicht über **verschiedene Technologien** hinsichtlich der Bereitstellung von Regelergie gegeben und miteinander verglichen. Diese Ergebnisse bieten eine geeignete Grundlage für die in dieser Arbeit beschriebenen Maßnahmen. Die Bereitstellung von Momentanreserve und / oder Primärregelleistung durch dezentrale Anlagen wie Photovoltaik (PV)- oder Windkraftanlagen sowie Blockheizkraftwerke wurde in [42, 71, 72, 73, 74] untersucht. Insbesondere die Bereitstellung von Momentanreserve durch die Bereitstellung von virtueller Schwungmasse bietet interessante Möglichkeiten zur Frequenzhaltung [45, 75, 76]. In der vorliegenden Arbeit liegt der Fokus weniger auf der Bereitstellung instantaner Leistung, sondern auf einer Regelung durch ein externes Modul. Dies soll die Anwendbarkeit vorgeschlagener Algorithmen auf bereits existierende Anlagen erleichtern. Die Effekte einer sinkenden Anlaufzeitkonstante werden dabei berücksichtigt und die Untersuchungen entsprechend danach ausgelegt.

Für die Bereitstellung von **Regelleistung durch Batteriespeichersysteme** existieren ebenfalls zahlreiche wissenschaftliche Publikationen [77, 78, 79]. Resultate aus Untersuchungen zeigen, dass Speicher eine schnelle Regelleistungsbereitstellung ermöglichen und somit das Netz in netzkritischen Situationen durch die Bereitstellung von Regelenergie stützen können. Auch bieten Speichersysteme den Vorteil, dass die eingespeicherte Energie sofort abrufbar ist und somit näherungsweise von externen Einflüssen weitestgehend unabhängig sind. Weitere Studien sind ebenfalls zu dem Schluss gekommen, dass der Einsatz dieser Technologien für die Frequenzhaltung einen wesentlichen Einfluss ausüben können [80, 81, 82]. Jedoch wird häufig der Anreiz ein solches Energiespeichersystem anzuschaffen und für den Regelleistungsmarkt zu eröffnen bemängelt. In [83] werden frequenzhaltende Konzepte mit mehreren Energiespeichersystemen (Blei-Säure, Ultrakapazitäten, mechanische Leistungsreserve einer Windturbine) entwickelt und untersucht. Die Kombination der drei Energiespeichertechniken ergibt nach [83] einen günstigen Reaktionsrahmen sowie eine günstige Option zur Frequenzregelung. Grundsätzlich sollen in der vorliegenden Arbeit allgemein Ableitungen für Energiespeichersysteme getroffen werden. Dennoch sollen primär Lithium-Ionen Speichersysteme betrachtet werden, welche in Laborversuchen untersucht werden.

In [84] und [85] wird neben der Bereitstellung von Primärregelleistung durch Batteriespeichersysteme zusätzlich die Vorhaltung von **Sekundärregelleistung** untersucht. Die Analysen ergaben unter anderem, dass insbesondere der Sekundärregelleistungsmarkt wirtschaftlich für ein Batteriespeichersystem sein kann. Zudem wird berechnet, dass die Nettoeinnahmen für ein eigenständiges Batteriespeichersystem etwa doppelt so hoch sind wie für ein Speichersystem, welches eine erneuerbare Energiequelle unterstützt. Ein wichtiger Indikator hierfür ist jedoch die Speicher-

kapazität des Systems. In der vorliegenden Arbeit werden verschiedene Regelleistungsmethoden untersucht, unter anderem auch eine Integralregelung. Eine Abgrenzung der vorliegenden Arbeit ist jedoch, dass die Integralregelung insbesondere für Microgrids und nicht im Normalbetrieb mit einer entsprechenden Vermarktung genutzt werden sollen.

Innovative Konzepte zur Bereitstellung von Regelernergie mit **neuartigen Algorithmen** werden in verschiedenen Untersuchungen anhand theoretischer Modell untersucht [86, 87, 88]. Die vorliegende Arbeit soll neben einer Konzeptbeschreibung und theoretischen Analysen insbesondere die Machbarkeit in praktischen Labor- und Feldversuchen erproben. Insbesondere bei der Regelung von Speichersystemen ist es von hoher Bedeutung die Auslastung dieser Systeme nicht zu überstrapazieren, da sonst die Lebensdauer stark verkürzt werden kann. Viele Veröffentlichungen haben sich bereits mit entsprechenden Regelmethoden auseinandergesetzt, welche diese Problemstellung fokussieren [89, 90, 91]. Die entsprechenden Ansätze sollen in den hier betrachteten Regelalgorithmen berücksichtigt werden.

In [92] wird eine **agentenbasierte Koordinierung** dezentraler Energiespeicher in zukünftigen elektrischen Verteilnetzen behandelt. Diese Koordinierung bezieht sich auf die Regelung der dezentralen Anlagen zur Optimierung von Lastflüssen und zur Reduktion von Netzverlusten, kann jedoch auch für frequenzregelnde Maßnahmen genutzt werden. Weitere Konzepte zur Koordinierung von Speichersystemen werden in [93] auf Wirtschaftlichkeit und technische Machbarkeit untersucht. In der vorliegenden Arbeit wird ebenfalls ein dezentraler Ansatz zur Regelung von Speichersystemen untersucht. Jedoch unterscheidet sich dieser Ansatz durch eine zentrale Parametrierung dieser Systeme gegenüber einer agentenbasierten Koordinierung.

[94] untersucht die Regelung von zu- und abschaltbaren Haushaltsgeräten, wie beispielsweise Klimaanlage, um Reserven für die Primärregelung zur Verfügung zu stellen. Diese Betrachtung bietet eine Kombination aus einem Lastabwurf und der Bereitstellung von Regelreserven. Weitere Untersuchungen beleuchten insbesondere die Wirtschaftlichkeit der Primärregelungsbereitstellung durch Speichersysteme [95]. In dieser Arbeit werden insbesondere neue Konzepte hinsichtlich ihrer technischen Machbarkeit untersucht. Aspekte der Wirtschaftlichkeit werden dabei zwar berücksichtigt, jedoch nicht im Detail betrachtet.

In **Feldversuchen** soll die Bereitstellung von Regelreserven durch dezentrale Energiespeichersysteme getestet werden [96, 97]. Öffentliche Daten zu den Regelmethodiken und internen Vorgängen sind jedoch nicht vorhanden. In [98, 99, 100] werden weitestgehend Batterie-Emulatoren implementiert, um **Hardware-in-the-Loop Simulationen** durchzuführen. Das Hauptaugenmerk liegt hierbei auf der Emulation eines Batteriespeichersystems in Echtzeit und nicht in der Steuerung eines realen Speichersystems. In der vorliegenden Arbeit sollen reale Speichersysteme mit Regleinheiten ausgestattet werden, um das Verhalten des Gesamtsystems zu untersuchen.

## 2.3 Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf

In diesem Unterkapitel wird die Methodik des unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs beschrieben. Dabei wird zunächst der aktuelle Stand der Technik sowie die regulatorische Entwicklung des Lastabwurfprozesses erläutert. Anschließend wird der Stand der Wissenschaft diskutiert, um eine Abgrenzung zu den Konzepten und Anwendungen in dieser Arbeit zu erreichen.

### 2.3.1 Stand der Technik

Im Folgenden werden zunächst die technischen Grundlagen zum Lastabwurfprozess durch Unterfrequenzrelais zusammengefasst. Anschließend werden Anforderungen und Richtlinien in diesem Kontext beschrieben.

#### 2.3.1.1 Technische Grundlagen

Ein frequenzabhängiger Lastabwurf wird als Letztmaßnahme durchgeführt, wenn das Energiesystem kurz vor einem frequenzabhängigen Blackout steht. Dies bedeutet, dass bei einem Frequenzeinbruch durch ein plötzliches Leistungsdefizit die Frequenz trotz der Bereitstellung von Primärregelleistung und weiteren Schutzmaßnahmen weiter absinkt. Um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wiederherzustellen, werden beim frequenzabhängigen Lastabwurf Netzbereiche mit Verbrauchern vom restlichen Netz getrennt. Umgesetzt wird dieser Lastabwurf durch Unterfrequenzrelais, welche im Umspannwerk installiert sind. Diese Relais sind spezielle Leistungsschalter, welche über eine eigene Frequenzmessung und interne Auslöselogik verfügen, siehe Abbildung 2.10. [20]

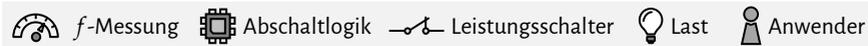
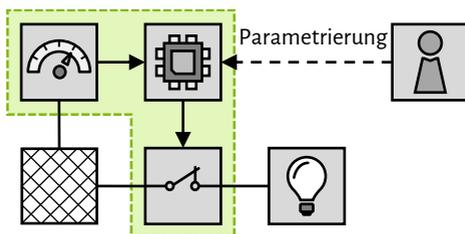


Abbildung 2.10: Schematische Darstellung eines Unterfrequenzrelais

Die Hauptaufgabe dieses Relais ist das Auslösen, also das Öffnen des Leistungsschalters, wenn eine definierte Frequenzgrenze unterschritten wird. Hierzu misst das Relais kontinuierlich die Netzfrequenz  $f_{\text{Netz}}$ . Die Frequenzgrenze kann durch den Anwender, also den jeweiligen Netzbetreiber, durch ein Bedienfeld oder eine externe Schnittstelle eingestellt bzw. parametrierbar werden. Insbesondere bei älteren Modellen ist eine Parametrierung ausschließlich vor Ort möglich. Die Frequenzschwellen werden dabei im Vorfeld für jedes Relais bestimmt und entsprechend in den Relais parametrierbar. [20] Abbildung 2.11 stellt das konventionelle Lastabwurfkonzept schematisch dar.

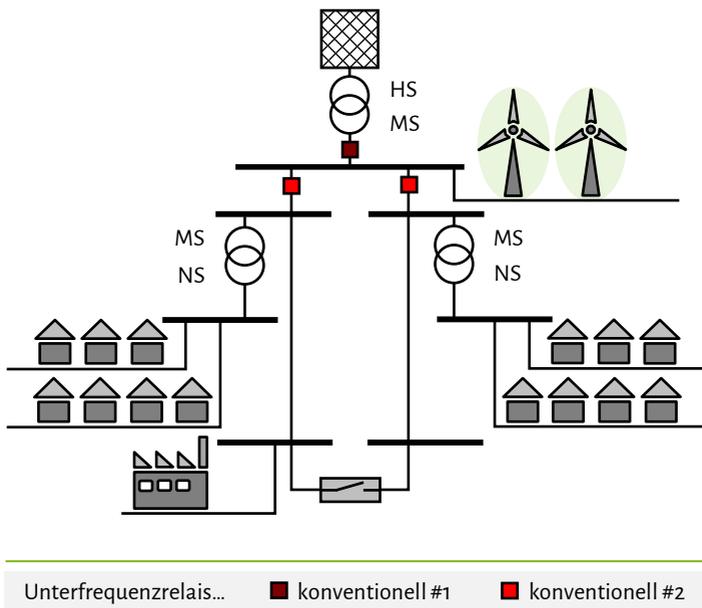


Abbildung 2.11: Schematische Darstellung eines konventionellen Lastabwurfs am Transformator (konventionell #1) oder an den Mittelspannungsabgängen (konventionell #2)

Je nach Installationsort, werden dabei das gesamte Verteilnetz (konventionell #1) oder einzelne Stränge vom Netz getrennt (konventionell #2). Insbesondere der Abwurf einzelner Stränge erlaubt die Selektion von Erzeugungsanlagen, welche direkt an das Umspannwerk angeschlossen sind. Somit kann der Abwurf dieser Anlagen vermieden werden. Die Berücksichtigung von Erzeugungsanlagen, welche im Niederspannungsnetz oder verteilt im Mittelspannungsnetz installiert sind, wird hierdurch jedoch nicht berücksichtigt und ist Gegenstand nachfolgender Untersuchungen dieser Arbeit.

### 2.3.1.2 Anforderungen und Richtlinien

Da der frequenzabhängige Lastabwurf die letzte Maßnahme zum Schutz des Energiesystems darstellt und die Unterfrequenzrelais im gesamten Energiesystem verteilt sind, ist es notwendig ein übergeordnetes Konzept zu definieren. Hierzu werden bereits verschiedene technische Richtlinien und auch verpflichtende Vorgaben definiert, welche sowohl im europäischen als auch deutschen Raum Anwendung finden, siehe Abbildung 2.12. Dabei ist vor allem im Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energien im Verteilnetz eine Anpassung dieser Richtlinien und Vorgaben zu erkennen, damit der Lastabwurf auch in Zukunft eine effektive Maßnahme zur Vermeidung eines Blackouts darstellt.

Nach Abbildung 2.12 wurden im Juni **1980** erstmalig das Konzept für einen 5-Stufen-Plan von den deutschen Verbundunternehmen verabschiedet [101]. Die deutschen Verbundunternehmen haben sich zwar bereits in den Jahren 1961 und 1964 auf Maßnahmen für ein abgestimmtes Vorgehen bei Störungsfällen geeinigt, jedoch werden in diesem Dokument erstmalig Lastabwurfstufen definiert [101]. Der 5-Stufen-Plan ist in Tabelle 2.1 zusammengefasst.

Tabelle 2.1: 5-Stufen-Plan, verabschiedet vom deutschen Verbundunternehmen im Jahr 1980 nach [101]

Stufe	Frequenz	Maßnahme
1	49,8 Hz	Alarmierung des Personals Einsatz der noch nicht mobilisierten Kraftwerksleistung
2	49,0 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von 10 – 15 % der Netzlast
3	48,7 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 10 – 15 % der Netzlast
4	48,4 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 10 – 20 % der Netzlast
5	47,5 Hz	Abtrennen der Kraftwerke vom Netz

Im ersten Schritt, also ab einer Netzfrequenz von 49,8 Hz soll das Kraftwerks- und Netzpersonal informiert werden. Zudem werden schnell verfügbare Kraftwerksleistungen, auch solche, die nicht unter die Primär- und Sekundärregelung fallen, aktiviert. Dies umfasst beispielsweise die Zuschaltung von Gasturbinen und Speicherkraftwerken. In den Stufen zwei bis vier wird ein stufenweiser Lastabwurf durchgeführt, der sich prozentual an der Gesamtlast orientiert. Dabei wird die zweite Stufe absichtlich so tief angesetzt, damit ein Lastabwurf durchgeführt wird, solange keine unmittelbare Gefahr für einen Netzzusammenbruch besteht. Zusätzlich wird bereits die Prämisse formuliert, dass die abzuschaltenden Lasten gleichmäßig im Netz verteilt sein sollen. Um die Last eines Knotens zu bestimmen und somit den prozentualen Anteil an der Gesamtlast zu berech-

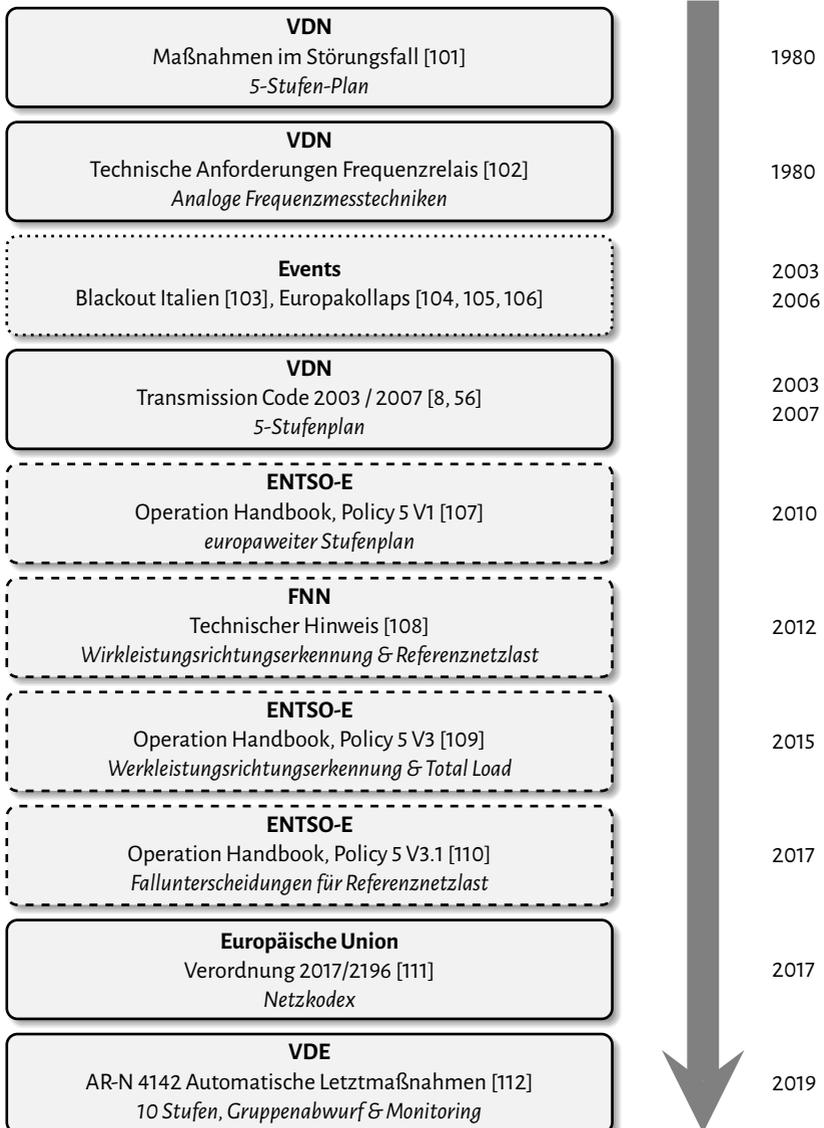


Abbildung 2.12: Events (gepunktet), Richtlinien (gestrichelt) und Vorgaben (durchgezogen) zur Planung und Durchführung eines frequenzabhängigen Lastabwurfs

nen, wird in der Regel die Jahreshöchstlast eines Stichtags herangezogen, um die höchstmögliche Absicherung zu erhalten. Die Abtrennung der Kraftwerke in der fünften Stufe bewirkt, dass der Eigenbedarf und der weitere Betrieb der Kraftwerke für eine schnelle Einsetzbarkeit zur Wiederaufnahme der Versorgung gesichert bleiben. Zudem sollen dadurch Schäden der Kraftwerksanlagen vermieden werden, beispielsweise durch Lagerschäden wegen der Leistungsminderung der Ölpumpen oder möglichen Oszillationen der Rotorblätter, welche zur Zerstörung der Turbine führen können. [101]

Im selben Jahr (**1980**) wurden erste technische Anforderungen an das Frequenzrelais zur Umsetzung des 5-Stufen-Plans formuliert. In diesem Dokument werden unter anderem die Anzahl der Frequenzstufen, die Messgenauigkeit sowie -zeit und der Einstellbereich der für Schwingkreis- sowie Quarz-Relais definiert. [102]. So sollten die Relais beispielsweise auf bis zu vier Stufen nachrüstbar sein und die Möglichkeit bieten ein  $\Delta f/\Delta t$ -Kriterium einzuführen. Der Einstellbereich der Relais wird auf 45 Hz bis 52 Hz festgelegt. Darüber hinaus ist keine Operation des Relais mehr erforderlich, da insbesondere die Abschaltung konventioneller Kraftwerke bei 47,5 Hz umgesetzt wird. [102]

Im Jahr **2003** und **2006** kam es trotz der definierten Schutzkonzepte zu nennenswerten Störungen in Italien und Europa. Der Blackout in Italien wurde durch zwei Baumüberschläge von schweizerischen Leitungen ausgelöst, worüber Italien einen Stromimport erhalten hat. Als Folge der Abschaltung mehrere Leitungen kam es zu Spannungsproblemen, wodurch sich Generatoren automatisch abgeschaltet haben. Dadurch ist die Netzfrequenz stark abgesunken und konnte trotz der Umsetzung von Lastabwürfen nicht gehalten werden. Die Folge war eine Frequenzabsenkung bis unter 47,5 Hz, was zu einem Blackout in Italien führte. [103] Am 04. November 2006 kam es zu einem weiteren Blackout im europäischen Verbundsystem. Dabei wurde das europäische Netz aufgrund von Leistungsflussproblemen und der Abschaltung von Leitungen in drei Teilnetze aufgeteilt. Als Folge herrschten in zwei Teilnetzen Unterfrequenzen und in einem Teilnetz Überfrequenzen. Die UCTE bezeichnete die Systemstörung als eine der ernstesten und größten Störungen, die jemals in Europa aufgetreten sind. Wesentliche Gründe hierfür seien die Verletzung des (n-1)-Kriteriums und eine ungenügende Koordination der Übertragungsnetzbetreiber während des Ereignisses. [105] Auch die European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) beschreibt in ihrem Abschlussbericht [104], dass es notwendig sei die Maßnahmen, die die Übertragungsnetzbetreiber ergreifen, untereinander besser koordiniert sein sollten und Kooperationen erfolgen müssen. [106]

In [56] (**2003**) und [8] (**2007**) wird der 5-Stufen-Plan aus [101] weiter als Grundlage zur Durchführung eines frequenzabhängigen Lastabwurfs herangezogen. Einzig die Abschaltung von Pumpen in der ersten Stufe wird in [8] ergänzt, um den Frequenzeinbruch zu reduzieren.

Wie bereits erwähnt, wurden aufgrund der großen Störungen in den Jahren 2003 und 2006 Berichte verfasst, welche die Ursachen und Handlungsempfehlungen beschreiben. Als Reaktion auf diese Berichte verfasste der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber, engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) die *Policy 5: Emergency Operations* in dem öffentlich verfügbaren Operation Handbook [107] im Jahr **2010**. Dieses Dokument befasst sich hauptsächlich mit Großstörungen, welche zu einer Instabilität im Netz führen könnten. Dahingehend werden Richtlinien für die Durchführung eines unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs formuliert, welche in Tabelle 2.2 festgehalten sind.

Tabelle 2.2: Richtlinien zur Durchführung eines frequenzabhängigen Lastabwurfs im Jahr 2010 nach [107]

Frequenz	Maßnahme
49,2 Hz	Erster Lastabwurf ist erlaubt.
49,0 Hz	Mindestens 5 % der Gesamtlast sollen abgeworfen sein.
49,0 Hz	Ein stufenweiser Lastabwurf soll 50 % der Gesamtlast automatisch trennen.
–	– Die Frequenzstufen sollten kleiner oder gleich 200 mHz sein.
48,0 Hz	– Nicht mehr als 10 % der Gesamtlast sollten je Stufe abgeworfen werden.

Diese Richtlinien empfehlen folglich einen Lastabwurf mit mindestens 5 Stufen zwischen 49,0 Hz und 48,0 Hz. Dies stand im Kontrast zu dem derzeit gültigen 5-Stufen-Plan in Deutschland, welcher lediglich 3 Lastabwurfstufen definierte. Um den Ausbau erneuerbarer Energien im Verteilnetz zu begegnen und dahingehend erste Empfehlungen auszusprechen bzgl. eines Lastabwurfs, wird in dem Dokument eine Absprache zwischen dem Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber empfohlen. Diesbezüglich werden Leistungsmengen definiert, welche im Falle eines Lastabwurfs ebenfalls unweigerlich vom Netz getrennt werden würden. Folglich schlägt der Übertragungsnetzbetreiber, in Absprache mit dem Verteilnetzbetreiber, eine Obergrenze vor, welche nicht überschritten werden sollte. Es obliegt dem Verteilnetzbetreiber, diese Grenze einzuhalten.

Aufgrund der Energiewende und der dadurch steigenden Anzahl erneuerbarer Energien, welche vornehmlich im Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) installiert werden, ergab sich das Problem der Trennung ebendieser Anlagen während eines frequenzabhängigen Lastabwurfs. Denn die Unterfrequenzrelais werden hauptsächlich in Umspannwerken installiert, sodass im Falle von Unterfrequenzen ganze Netzbereiche vom restlichen Netz getrennt werden. Mit dieser Problemstellung befasste sich das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), sodass im Jahr **2012** ein technischer Hinweis verfasst wurde. Dieser führt unter anderem die Lastabwurfstufen auf die europäische Richtlinie nach [107] und die Bestimmung der Referenznetzlast anpasst sowie eine Wirk-

leistungsrichtungserkennung ein [108]. Hierzu werden drei Fälle definiert, welche in Abbildung 2.13 schematisch dargestellt sind.

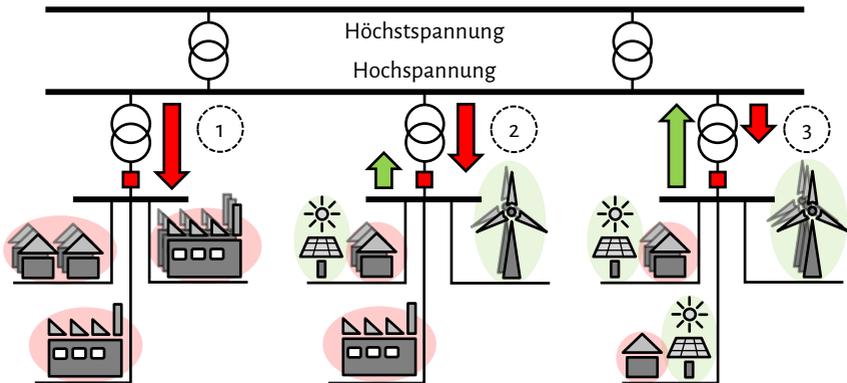


Abbildung 2.13: Fallunterscheidung zur Bestimmung der Referenznetzlast und Einführung einer Wirkleistungsrichtungserkennung im Umspannwerk nach [108]

Wie bereits erwähnt, werden in bisherigen Konzepten die Jahreshöchstlast der Abwurfknoten als Referenzlast herangezogen, um somit den prozentualen Anteil an der Gesamtlast zu bestimmen. Da jedoch die prozentualen Abwurfstufen im statistischen Mittel eine Entlastung des Höchstspannungsnetzes bewirken sollen, soll stattdessen die Jahresmittellast genutzt werden. Die Fallunterscheidung soll dahingehend zur Bestimmung der Referenznetzlast und zur Realisierung eines Lastabwurfs eine besondere Rolle spielen. Tabelle 2.3 stellt die Empfehlungen zusammengefasst dar.

Tabelle 2.3: Empfehlungen zur Bestimmung der Referenznetzlast und Durchführung eines frequenzabhängigen Lastabwurfs im Jahr 2012 nach [108]

Fall	Berücksichtigung Referenznetzlast	Realisierung Lastabwurf
1	Ja	rein frequenzbasiert
2	Ja	Wirkleistungsrichtungserkennung
3	Nein	kein Lastabwurf

Der Vorschlag zur Bestimmung der Referenznetzlast anhand von Jahresmittelwerten und der Berücksichtigung einer Fallunterscheidung blieb jedoch nicht nur eine Empfehlung für das deutsche Netz. Im Jahr **2015** wurde dies in die neue Version des Operation Handbook übernommen und erreichte damit europäische Aufmerksamkeit. [109] Dies ist jedoch nicht die einzige Anpassung in der neuen Version im Vergleich zur Version 1 [107]. Durch die zunehmende Integration erneuerbarer Energien in verschiedene Netzebenen und deren fluktuierende Einspeisung, wurde es zunehmend schwieriger einen genauen Wert an Last abzuwerfen. So wird nicht mehr ein Abwurf von insgesamt 50 % (vgl. Tabelle 2.2), sondern von insgesamt  $45\% \pm 7\%$  in maximal zehn Abwurfstufen vorgeschlagen. Aufgrund einer sinkenden Netzanlaufkonstante als Reaktion auf die reduzierte Einspeisung konventioneller Kraftwerke, ist es zudem notwendig einen schnellen und effektiven Lastabwurf durchzuführen. Die maximale Abschaltzeit, welche sowohl die Mess-, Verarbeitungs- und Schaltzeit inkludiert, wird dahingehend in der neuen Version von 350 ms ([107]) auf 150 ms reduziert. [109]

In **2017** erschien bereits eine weitere Version des Operation Handbook [110]. In diesem Dokument wird unter anderem vorgeschlagen, dass eine ausreichende Koordinierung zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber umgesetzt werden soll, wenn ein Unterfrequenzschutz im Verteilnetzbereich umgesetzt wird. Dies bietet einen erweiterten Spielraum für den Verteilnetzbetreiber, einen geregelten Lastabwurf in seinem Netz durchzuführen, um somit beispielsweise die Selektivität zwischen Lasten und Erzeugern zu erhöhen. Im Gegensatz zur vorigen Version, in der die maximale Abschaltzeit 150 ms betragen sollte, wurde diese wieder erhöht auf 300 ms. Zudem werden in diesem Dokument nicht mehr drei, sondern vier Fallunterscheidungen zur Bestimmung der Referenznetzlast aufgeführt. Die Fälle sind in Abbildung 2.14 qualitativ dargestellt. Im Gegensatz zum technischen Hinweis des FNN [108] werden hier konkrete Zahlen verwendet, um ein Verteilnetz als Last oder Einspeiseknoten zu charakterisieren, wobei dem Übertragungsnetzbetreiber ein gewisser Handlungsspielraum zugeschrieben wird. Laut dem Operation Handbook gilt ein unterlagertes Netz als Lastknoten, wenn innerhalb eines Jahres am Übergabepunkt

1. ausschließlich Leistungsbezüge,
2. mindestens 8.500 Stunden keine Rückspeisungen oder
3. zwischen X und 8.500 Stunden keine Rückspeisungen

erfasst werden. Im Falle eines Jahres mit 365 Tagen und entsprechend 8.760 Stunden, dürfen im Fall 2 maximal rund ein Prozent der Messwerte eine Rückspeisung aufweisen. Der Wert X kann vom Übertragungsnetzbetreiber, in Absprache mit den übrigen Netzbetreibern, festgelegt werden. Richtlinien zum Wertebereich werden nicht angegeben.

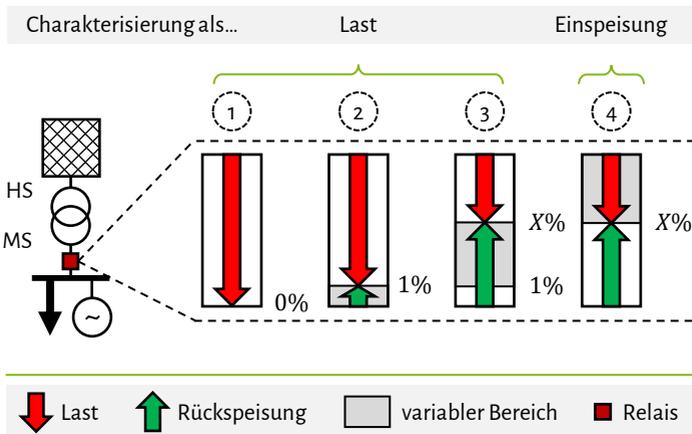


Abbildung 2.14: Fallunterscheidung zur Charakterisierung eines Verteilnetzes als Einspeise- oder Lastknoten nach [110]

**2017** verabschiedete die Europäische Union eine Verordnung, welche einen Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes festlegt [113]. In dieser Verordnung wird zwischen einem Normalzustand, Warnzustand, Notzustand, Blackout-Zustand und Netzwiederaufbau unterschieden. Demzufolge wird besonders für den Warnzustand die automatische Frequenzentlastung diskutiert. Dabei werden keine klaren Zahlen genannt, jedoch wird festgelegt, dass ein stufenweiser Lastabwurf zwischen einer *obligatorischen Anfangshöhe* und einer *obligatorischen Endhöhe* mit einer *Mindestanzahl* der Schritte und eine *Höchstschrittweite* umzusetzen ist. In der Verordnung werden zudem weitere Gesichtspunkte hinsichtlich einer erhöhten Integration erneuerbarer Energien im Verteilnetz thematisiert. So müssen die Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber, welche die Unterfrequenzrelais installieren, das Verhalten der Last und der dezentralen Stromerzeugung berücksichtigen. Dabei wird deutlich erwähnt, dass ein *Schritt*, also eine Lastabwurfstufe, nur dann als solcher gilt, wenn bei der Durchführung dieses Schrittes eine Netto-Last vom Netz getrennt wird. Diese Aussage klingt zwar trivial, stellt den Netzbetreiber jedoch vor eine Herausforderung, da sich das Last-Einspeiseverhältnis eines Verteilnetzes innerhalb kürzester Zeit ändern kann. Dies wird bereits in den Richtlinien [108] und [110] (vgl. Tabelle 2.3 und Abbildung 2.14) verdeutlicht. Zudem wird in der Verordnung geregelt, dass der Verteilnetzbetreiber den Abwurf von Erzeugungsanlagen minimieren soll. Besonders bei Erzeugungsanlagen, welche keinen eigenen Anschlusspunkt am Übergabepunkt zum Übertragungsnetz haben und somit, nach dem konventionellen Konzept, nicht gesondert vom Netz behandelt werden können, ist diese Umsetzung besonders schwierig. Hier schlägt die Verordnung eine gesonderte Abstimmung mit dem

Übertragungsnetzbetreiber vor. Eine mögliche Lösung wäre die Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs, welcher in Kapitel 3 im Detail behandelt wird. [113]

Aufbauend auf den vorangegangenen Events, Richtlinien und Vorgaben wurde **2019** eine neue Anwendungsregel VDE-AR-N 4142 für deutsche Netzbetreiber erarbeitet [16]. In einer national abgestimmten öffentlichen Vorabversion dieser Anwendungsregel lassen sich jedoch bereits viele Schlüsse über die Entwicklung des zukünftigen Lastabwurfkonzepts in Deutschland ziehen [112]. Dabei sind nennenswerte Veränderungen gegenüber dem 5-Stufen-Plan zu erkennen. So können im 5-Stufen-Plan, welcher lediglich drei Lastabwurfstufen vorsieht, zwischen 10 – 20 % je Stufe abgeworfen werden. Nach Ablauf des gesamten Lastabwurfs wird folglich eine Gesamtlast von 50 % vom Netz getrennt. In dem Entwurf zur neuen Anwendungsregel [16] ist festgelegt, dass zehn Lastabwurfstufen umgesetzt werden sollen. In der ersten Stufe sollen 5 – 10 % der Last getrennt werden. Für die weiteren Stufen gilt eine abzuwerfende Last von 3 – 7 % je Stufe. Letztlich soll in Summe eine Gesamtlast von  $45 \% \pm 7 \%$  nach der zehnten Stufe vom Netz getrennt werden [16]. Abbildung 2.15 stellt den 5-Stufen-Plan den neuen Anforderungen nach [16] gegenüber.

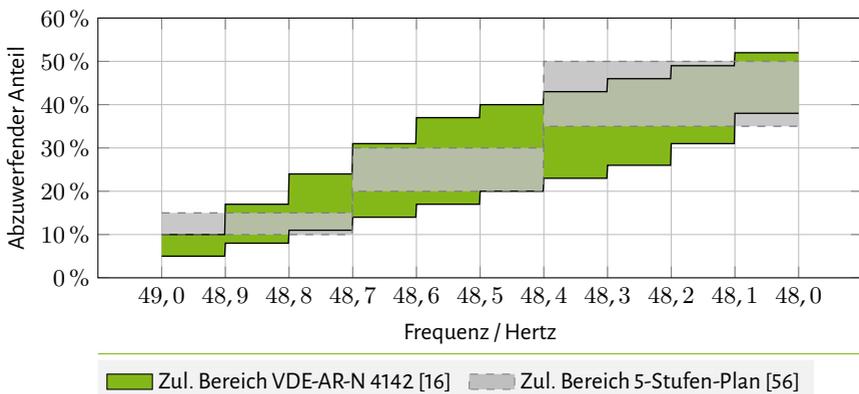


Abbildung 2.15: Zulässiger Bereich für die Durchführung eines Lastabwurfs nach [56] und [16]

Die Abbildung zeigt den Spielraum für die Durchführung eines zehnstufigen Lastabwurfs mit den genannten Anforderungen nach [56] und [16]. Besonders auffällig ist der großflächige Bereich nach den neuen Anforderungen (grün). Die unteren Grenzen dieses Graphen werden durch die Mindestanforderungen abgebildet, also der Abwurf von 5 % in der ersten Stufe und 3 % in den Stufen 2 bis 7. Da eine weitere Anforderung ein zehnstufiger Lastabwurf ist mit dem Abwurf einer Summenlast von mindestens 38 %, müssen die abzuwerfenden Anteile in den Stufen 8 und 9 auf jeweils 7 % erhöht werden. Um einen zehnstufigen Lastabwurf umsetzen zu können, erhöht sich der abzuwer-

fende Anteil für die Stufe 8 und 9 auf maximal 7 %. Für die obere Grenze wird ein Abwurf von 10 % in der ersten Stufe, jeweils 7 % für die Stufen 2 bis 4 und jeweils 3 % für die Stufen 5 bis 10 gewählt. Dies führt in Summe zu einer abzuwerfenden Summenlast von 52 % nach zehn Stufen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass eine historische Entwicklung in der Auslegung und Durchführung eines frequenzabhängigen Lastabwurfs erkennbar ist. Insbesondere aufgrund technischer Entwicklungen und der vermehrten Integration erneuerbarer Energien, werden konventionelle Anforderungen und Konzepte hinterfragt und entsprechend angepasst. In dieser Arbeit sollen weitere Überlegungen getroffen werden, um die dezentralen Erzeugungsanlagen weiter zu berücksichtigen. Dabei werden verschiedene Aspekte der beschriebenen Anforderungen aufgegriffen und entsprechend weiterentwickelt. Zudem sollen die vorgeschlagenen Konzepte mit den hier beschriebenen Maßnahmen verglichen werden.

### 2.3.2 Stand der Wissenschaft und Abgrenzung

Nachdem der Stand der Technik und die Entwicklung der Anforderungen und Richtlinien für die Durchführung eines frequenzabhängigen Lastabwurfs beschrieben wurden, soll in diesem Abschnitt der Stand der Wissenschaft zusammengefasst werden. Dabei wird eine Abgrenzung zu der vorliegenden Arbeit gezogen, welche sich mit der Untersuchung eines selektiven Lastabwurfs beschäftigt.

In [114, 115, 116, 117] wird gezeigt, dass durch die **erhöhte Integration von erneuerbaren Energiequellen in Verteilnetzen** einen deutlichen Einfluss auf die Netzfrequenz haben kann, wenn Letztmaßnahmen eingreifen, um das Netz zu schützen. Verschiedene Konzepte werden in den Arbeiten miteinander verglichen, um eine optimale Einstellung der Unterfrequenzrelais zu bestimmen und den negativen Einfluss zu reduzieren. Es konnte gezeigt werden, dass eine Auswertung aktueller Daten von erneuerbaren Energiequellen einen positiven Einfluss auf den frequenzabhängigen Lastabwurf ausüben. Dieser Ansatz ist ein zentraler Punkt der vorliegenden Arbeit, da die aktuelle Situation (Last- und Einspeiseverhalten) für die Durchführung des selektiven Lastabwurfs berücksichtigt werden soll. Die Umsetzung einer optimalen Parameterbestimmung nach [114] mit vielen Herausforderungen verbunden, da das Energiesystem sehr komplex aufgebaut ist und dadurch viele Effekte berücksichtigt werden müssen. Diese Komplexität soll in der vorliegenden Arbeit durch Optimierungsalgorithmen, welche auf ein Verteilnetz angewandt werden können, beherrscht werden.

Es werden bereits eine Vielzahl an **neuartigen Algorithmen** definiert und erprobt, um einen adaptiven Lastabwurf durchzuführen [118, 119, 120, 121, 122]. Neben den allgemeinen Richtlinien und Anforderungen werden auch in vielen wissenschaftlichen Artikeln Empfehlungen für einen opti-

mierten Lastabwurf definiert [123, 124, 125]. In [19], [126] und [127] wurden beispielsweise Algorithmen entwickelt, um die Menge zu bestimmen, welche idealerweise je Lastabwurfstufe abgeworfen werden müsste. In [128] wird das konventionelle Lastabwurfkonzept mit der Bestimmung einer Referenznetzlast durch jährliche Spitzenlasten untersucht. Hierzu wird ein probabilistisches Verfahren angewandt, welches anhand von statistischen Analysen einen Durchschnittswert der Lasten im Netz heranzieht und daraus die Referenznetzlast bestimmt. Die Analysen haben ergeben, dass dieses Verfahren nur eine minimale Verbesserung auf den Frequenzverlauf ausübt, so dass die wirtschaftlichen Kosten durch eine erhöhte Integration von Messpunkten gegebenenfalls nicht gerechtfertigt ist. Hierbei wird in den Vergleichsanalysen von einer einheitlichen Anzahl an Lastabwurfstufen sowie einer Installation der Unterfrequenzrelais auf Umspannungsebene ausgegangen. Die Ergebnisse aus den genannten Untersuchungen bieten eine wichtige Grundlage für die vorliegende Arbeit. Dabei werden die gewonnenen Erkenntnisse für die Konzeptionierung eines selektiven Lastabwurfkonzepts berücksichtigt und stellenweise in der Entwicklung des Optimierungsalgorithmus eingebettet.

Weitere Untersuchungen beschäftigen sich mit einer Optimierung eines Lastabwurfs durch eine erhöhte **Kommunikationsinfrastruktur** [129, 130, 131, 132]. In [133] wird die Integration eines Wide Area Monitoring Systems (WAMS) diskutiert, welche eine bessere Frequenzprognose zulassen und somit einen effektiveren Lastabwurf gewährleisten. Auch in [134] wurde untersucht, dass die Nutzung von Wide Area Monitoring aktuelle Schutzmaßnahmen, unter anderem auch den frequenzabhängigen Lastabwurf, unterstützen können. Die Ergebnisse zeigen, dass eine verbreitete Kommunikationsinfrastruktur durchaus einen positiven Einfluss auf Letztmaßnahmen ausüben können. Die vorliegende Arbeit soll diese Ansätze erweitern, indem die Nutzung eines vorhandenen Smart Metering Systems berücksichtigt wird.

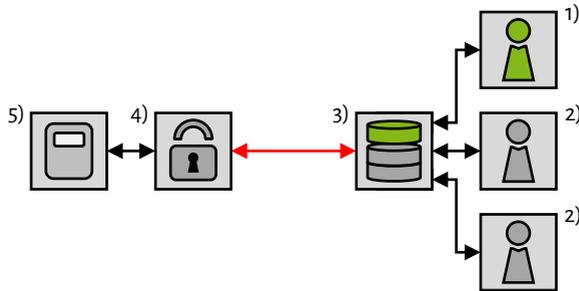
[135] und [136] diskutieren eine **Kombination aus Unterfrequenz- und Unterspannungsschutz** in entsprechenden Relais. Dabei werden neue Strategien vorgeschlagen, um sowohl Frequenzhaltungs- als auch Spannungshaltungsprobleme zu beherrschen. Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt ausschließlich auf der Betrachtung der Netzfrequenz, sodass Spannungsprobleme zunächst nicht berücksichtigt werden.

In [19] und [137] wird erstmalig das Konzept eines **selektiven Lastabwurfs** als Letztmaßnahme vorgestellt, welches eine Verlagerung der Unterfrequenzrelais im Mittelspannungs- sowie Niederspannungsnetz vorsieht. Es wird ein Optimierungsansatz zur Bestimmung von idealen Lastabwurfparametern angewendet und darauf aufbauend dynamische Simulationen von konventionellen und selektiven Lastabwurfkonzepten durchgeführt und hinterfragt. Zudem wird die Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs in der Verteilnetzebene unter Verwendung von Smart Metering-Technologien analysiert. In der vorliegenden Arbeit werden die vorgeschlagenen Ansätze sowie

Simulationsdurchführungen um mehrere Komponenten erweitert. So werden verschiedene Umsetzungsmöglichkeiten sowie Einflüsse eines selektiven Lastabwurfs in Ortsnetzstationen sowie auf Kundenebene analysiert sowie miteinander verglichen. In [138] wird ein *frequenzgangfreundliches*, netzorientiertes Gerätesystem entwickelt, um einen adaptiven und dezentralen Lastabwurf in einem Smart Home zu realisieren. Dazu wird in den Haushalten ein Regler zur Last- und Erzeugungssteuerung installiert. Auch in [139] und [140] werden Ansätze zur Abschaltung von Haushalten durch Smart Metering Systeme untersucht. Hierbei beschränkt sich der Einsatzbereich auf der Abschaltung von Lasten zur Laststeuerung sowie der Unterstützung der Primärregelleistung und nicht als frequenzstützende Letztmaßnahme. Dadurch ergeben sich andere Anforderungen und Organisationsformen gegenüber der vorliegenden Arbeit. In [66] werden Synergieeffekte für eine gemeinsame Betrachtung von Mittel- sowie Niederspannungsnetzen beschrieben. Der Ansatz einer Aggregation von Niederspannungsnetzen wird in der vorliegenden Arbeit als Instrument verwendet, um den Selektionsgrad der vorgestellten Lastabwurfmethoden zu differenzieren. Der Optimierungsansatz für die Bestimmung idealer Lastabwurfparameter der Unterfrequenzrelais wird ebenfalls erweitert, sodass eine anpassbare Anwendung durch den Verteilnetzbetreiber möglich ist.

### 2.4 Kommunikationsinfrastruktur im Verteilnetz

Der Ausbau einer flächendeckenden Kommunikationsinfrastruktur im Energiesystem nimmt zu. Die Gründe hierfür sind nachvollziehbar; neben einem flächendeckenden Monitoring können viele Prozesse automatisiert oder zentral gesteuert werden. Dies fördert nicht nur das bessere Verständnis des eigenen Netzes, sondern kann die Umsetzung innovativer Regelkonzepte ermöglichen. Im Allgemeinen kann davon ausgegangen werden, dass im Übertragungsnetz eine umfassende Kommunikationsinfrastruktur vorhanden ist [42]. In Verteilnetzen ist die kommunikationstechnische Abdeckung jedoch in den meisten Fällen noch stark eingeschränkt. Jedoch erleben viele Verteilnetze derzeit eine digitale Wende [17, 18]. Um die kritische Infrastruktur abzusichern, wurde beispielsweise die Nutzung der 450 – MHz-Funktechnik an die Energiewirtschaft vergeben [141, 142]. Zudem nimmt die Integration von intelligenten Messsystemen zu. Diese Smart Meter werden bei Endkunden installiert und erweitern die Kommunikationsinfrastruktur im Verteilnetz [143]. Dabei besteht diese Infrastruktur nach aktuellen Anforderungen aus einem Smart Meter Gateway Administration, einem Smart Meter Gateway sowie dem Smart Meter, vgl. Abbildung 2.16. [144]



- |                  |                             |                           |
|------------------|-----------------------------|---------------------------|
| 1) Netzbetreiber | 2) Externer Marktteilnehmer | 3) Gateway Administration |
| 4) Gateway       | 5) Smart Meter              | ↔ BSI-Schutzprofil        |

Abbildung 2.16: Schematische Darstellung der Kommunikationsinfrastruktur eines intelligenten Messsystems

Das Bundesministerium für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) beschreibt in [145] ein Schutzprofil, welches eine sichere Kommunikation zwischen der Administration sowie dem Gateway herstellt [146]. Die Anwender müssen über ein gültiges Zertifikat verfügen, um eine Auslesung der Messwerte vorzunehmen. Die genauen Funktionalitäten des Smart Meters Gateways sind in [144] beschrieben.

Die Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler durch Ernst & Young hat die Bedeutsamkeit für eine Steuereinheit herausgestellt. Diese soll in das intelligente Messsystem integriert werden, damit ein Nutzen durch einen Rollout von intelligenten Messsystemen entsteht [147]. Daher hat das FNN mit Unterstützung vom BSI und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Mindestanforderungen und Empfehlungen für eine Steuerbox und Systemtechnik im intelligenten Messsystem entwickelt [148]. Das Lastenheft stellt dabei eine erste Grundlage für ein standardisiertes Steuerungssystem, das in der Architektur des intelligenten Messsystems betrieben werden kann, dar. Die vom FNN erstellten Anforderungen sollen eine Anwendung der Steuerbox bei Nachtspeichern, Wärmepumpen, erneuerbare-Energien-Anlagen und Elektromobilität ermöglichen. Dabei richtet sich die Steuerbox an Anwendungen in Mittelspannung und Niederspannung. Insbesondere die Möglichkeit der Realisierung eines virtuellen Kraftwerks / Energiemanagements im Verteilnetz bietet die Möglichkeit neuer Konzepte in vielen Bereichen. Die Steuerbox verfügt über verschiedene Schnittstellen, welche Lastschaltungen sowie Abregelungen ermöglichen. [148]

Kommunikationsschnittstellen von dezentralen Anlagen, wie PV-Anlagen, Batteriespeichersysteme oder Windkraftanlagen, ermöglichen zudem eine Steuerung und Überwachung dieser Anlagen sowie des jeweiligen Netzbereichs [17, 42]. Verfügt eine Anlage über eine solche Schnittstelle, so kann eine Kommunikation über ein spezielles Kommunikationsprotokoll hergestellt werden. Demnach kann der jeweilige Netzbetreiber über spezielle Software oder, falls eine Integration möglich ist, über die Leitstelle ein umfassendes Monitoring sowie eine Leistungssteuerung durchführen. Ein häufig genutztes und öffentliches Protokoll stellt dabei das Modbus-Protokoll dar, welches im Jahr 1979 entwickelt wurde. [149] Es handelt sich hierbei um Master-Slave-Protokoll, welches häufig zur Anlagensteuerung oder -überwachung genutzt wird. Dabei bietet das Modbus-Protokoll sowohl eine Kommunikation über eine serielle Schnittstelle als auch über eine IP-basierte Netzwerkschnittstelle. [150, 151] Ist eine solche offene Schnittstelle vorhanden, ist der Anwender in der Lage eigene Regellogiken zu definieren und durch die entsprechende Anlage umzusetzen.

Die erhöhte kommunikationstechnische Anbindung von Verteilnetzen bieten neue Möglichkeiten, um neuartige Frequenzhaltungs- als auch Schutzmaßnahmen zur Frequenzstabilisierung zu realisieren. In den folgenden Kapiteln wird dargestellt, welchen Beitrag intelligente Messsysteme sowie dezentrale Anlagen zur Frequenzregelung leisten können.

### 3 Bereitstellung von Regelleistung durch Speicher

Im vorherigen Kapitel wurden die theoretischen Grundlagen zur Bereitstellung von Primärregelleistung durch konventionelle Kraftwerke erläutert. In diesem Kapitel werden Konzepte für die Bereitstellung von Regelleistung durch dezentrale Energieerzeugungsanlagen, insbesondere von Batteriespeichersystemen, untersucht. Dabei werden die vorgestellten Konzepte sowohl in der Theorie (Abschnitt 3.2) als auch Praxis (Abschnitt 3.3) angewandt.

Zunächst wird eine Organisationsstruktur vorgeschlagen, um dezentrale Regelleistung bereitstellen zu können. Anschließend werden verschiedene Regelalgorithmen zur Umsetzung dieser Konzepte beschrieben. Die Strategien sowie Regelalgorithmen werden anschließend in dynamischen Simulationsmodellen genauer analysiert. Dabei wird ein Punktmodell genutzt, um das Frequenzverhalten zu simulieren. Untersuchungsschwerpunkte sind die Einflüsse der Bereitstellung von Regelleistung durch dezentrale Anlagen auf die Netzfrequenz im Falle eines Frequenzeinbruchs. Nachdem die theoretischen Simulationen durchgeführt sowie die Ergebnisse bewertet sind, wird ein Prototyp eines Speichercontrollers beschrieben. Dieser Speichercontroller soll in der Lage sein, auf Grundlage von Frequenzmessungen und den beschriebenen Regelalgorithmen ein Speichersystem zu steuern. Hierzu wird zunächst die Steuerbarkeit des Speichersystems analysiert. Darauf folgende Hardware-in-the-Loop Simulationen sollen die Performance des Gesamtsystems aufzeigen. Um die Integration des vorgeschlagenen Konzepts in ein bestehendes System sowie die Langlebigkeit zu testen, wird zudem ein Feldversuch in einem Verteilnetz durchgeführt. Nach einer kurzen Beschreibung des Versuchs werden nennenswerte Ergebnisse präsentiert sowie bewertet.

#### 3.1 Konzeptbeschreibung

Gegenüber konventionellen Kraftwerken bieten dezentrale Energieanlagen den Vorteil, dass diese schneller aktiviert und lokal zielführend eingesetzt werden können, um beispielsweise Systemdienstleistungen bereitzustellen. Ein nennenswerter Nachteil ist allerdings die Volatilität sowie die geringe Leistung der einzelnen Anlagen. Durch die Abhängigkeit der Leistung von externen Einflüssen müssen Prognosen erstellt und ggfs. Leistungsreserven vorgehalten werden, um die Regelleistung abrufen zu können. Die geringe Leistung der Anlagen führt dazu, dass eine Vielzahl dieser Anlagen gepoolt und koordiniert werden müssen, um einen nennenswerten Beitrag zur Frequenzhaltung zu liefern. Ein Fokus dieser Arbeit ist die Untersuchung einer Bereitstellung von Primärregelleistung durch Batteriespeichersysteme. Diese bieten den Vorteil, dass sie in der Lage sind sowohl positive als auch negative Regelleistung zur Verfügung zu stellen. Zudem sind sie nicht direkt von externen Einflüssen, wie der Sonneneinstrahlung oder Windkraft, betroffen. Le-

diglich der aktuelle Ladezustand des Speichersystems ist für die Dauer der Leistungsbereitstellung ein limitierender Faktor, vgl. Abbildung 2.9.

### 3.1.1 Vergleich von Umsetzungsmöglichkeiten

Das Ziel ist es, dass dezentrale Anlagen bei Frequenzeinbrüchen die Leistungseinspeisung erhöhen und somit einen frequenzstabilisierenden Einfluss ausüben. Für Batteriespeichersysteme bedeutet dies, dass sie sich entladen, wenn niedrige Frequenzen gemessen werden. Dabei soll, wie bei der konventionellen Primärregelungsbereitstellung nach Abschnitt 2.2.1, die Leistungsbereitstellung von der Frequenzabweichung zum Sollwert abhängig sein. Abbildung 3.1 zeigt drei Möglichkeiten zur Umsetzung einer Regelleistungsbereitstellung durch ein Speichersystem, welche im Folgenden näher erläutert werden.

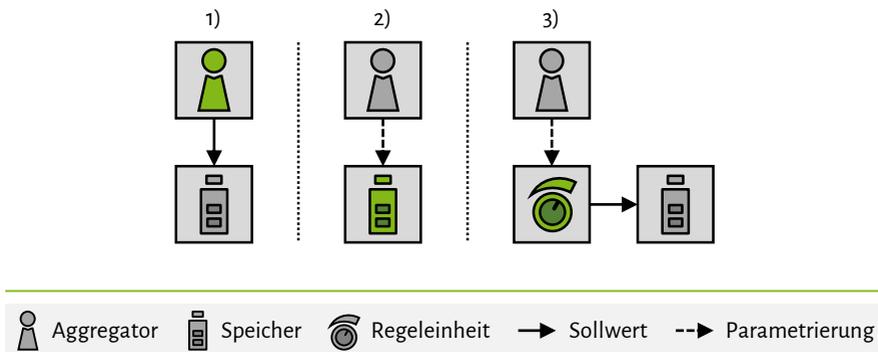


Abbildung 3.1: Implementierungsmöglichkeiten einer Regelleistik (grün) zur Bereitstellung von Regelleistung dezentraler Anlagen

Die Lade- und Entladeprozesse des Batteriespeichers werden in den meisten Fällen von dem angeschlossenen Wechselrichter oder Batteriemanagementsystem angestoßen sowie überwacht [152, 153]. Dabei können die Wechselrichter häufig entweder über ein Webportal oder über eine lokale Schnittstelle gesteuert als auch parametrier werden. Dahingehend wäre ein externer Marktteilnehmer, beispielsweise ein Aggregator mehrerer Speichersysteme, in der Lage über ein geeignetes Webportal oder ähnliche Wide Area Network (WAN)-Schnittstellen einen Lade- oder Entladeprozess einzuleiten. Diese Struktur kann genutzt werden, um Sollwerte an den Wechselrichter zu senden, welche abhängig von der Netzfrequenz sind (1). In diesem Fall würde sowohl die Frequenzmessung als auch die Regelleistik auf Seiten des Marktteilnehmers liegen (siehe grüne Markierung in Abbildung 3.1). Dies bietet einen bedeutenden Vorteil, da die Regelleistik stets angepasst

werden kann. Zudem erfolgt eine Fernüberwachung des Speichersystems durch die Kommunikationsstruktur. Voraussetzung hierbei ist jedoch eine permanente Bereitstellung der Kommunikationseinrichtung, was bei einem Netzwerkausfall nachteilig ist. Da direkt auf Kundenanlagen zugegriffen wird, wäre zudem ggf. eine gesicherte Kommunikation notwendig. Die Herstellung einer Ver- sowie Entschlüsselung ist wiederum mit einem hohen Aufwand verbunden. Je nach Anlagenhersteller des Speichersystems ergeben sich zudem unterschiedliche Kommunikationsprotokolle sowie Oberflächen, um die Anlagen zu steuern. Latenzzeiten in der Kommunikation sollten ebenfalls berücksichtigt werden, da diese keine unverzögerte Regelmaßnahme zulassen.

In vielen Fällen verfügen Wechselrichter über interne Regelungen, sowie eine  $P(f)$ -Kennlinie, welche eine frequenzabhängige Einspeisung umsetzt (2). Falls die erforderliche Struktur gegeben ist, können solche Kennlinien häufig durch eine lokale Schnittstelle parametrierbar werden. Wird eine externe Parametrierung zugelassen, so kann der Aggregator diese Regelung von außen beeinflussen und somit den aktuellen Marktbedingungen anpassen. Die Netzfrequenz wird hierbei von dem Wechselrichter gemessen. Ein Vorteil dieser Maßnahme wäre, dass keine durchgehende Kommunikation zur Verfügung stehen muss, da die eigentliche Regelung in dem Wechselrichter implementiert ist. Durch einen Kommunikationsausfall würden lediglich aktuelle Parametrierungen nicht übernommen werden. Dies bedeutet jedoch keinen Regelausfall, da die Parameter der vorherigen Einstellung bestehen bleiben. Ob die Regelung auf dem Wechselrichter wirklich vorhanden bzw. implementiert werden kann, muss jedoch für jeden Hersteller und Produkttypen geprüft werden. Wie schon bei Umsetzungsmöglichkeit (1) besteht hier zudem die Schwierigkeit verschiedener Datenprotokolle oder Oberflächen.

Eine dritte Möglichkeit zur Implementierung einer Frequenzregelung durch dezentrale Anlagen ist die Integration eines externen Regelmoduls (3). Dieses Modul muss sowohl in der Lage sein die Netzfrequenz zu messen, als auch zu interpretieren und entsprechende Stellwerte an das Speichersystem weiterzuleiten. Dabei können entsprechende (serielle) Schnittstellen des Speichersystems genutzt werden, um beispielsweise über das Modbus-Protokoll Telegramme an das System zu senden. Diese Schnittstellen bieten nicht nur die Möglichkeit Werte zu schreiben, also beispielsweise Stellwerte wie den Entladestrom vorzugeben, sondern ebenfalls Daten abzurufen, wie beispielsweise der aktuelle Ladezustand oder der allgemeine Status der Anlage. Dadurch kann durch den Anwender ein umfassendes Monitoring des Speichersystems realisiert werden. Auf dem Modul werden die Steueralgorithmen zur Frequenzregelung hinterlegt. Dabei sollten die Regeleigenschaften frei anpassbar sein. Ein bedeutender Vorteil dieser Herangehensweise ist, dass der Anwender auch für unterschiedliche Herstellertechnologien ein einheitliches Datenformat nutzen kann, um die Regelungen anzupassen bzw. Daten abzurufen. Jedoch muss das externe Modul auf die proprietären Protokolle der eigentlichen Anlage abgestimmt sein. Verfügen die Systeme über

eine Modbus-Schnittstelle, ist der Datenabruf lediglich von den entsprechenden Registerbefehlen abhängig. Der Abrufprozess an sich bleibt identisch, auch bei unterschiedlichen Speichersystemen verschiedener Hersteller. Dieses Modul sollte zudem an andere Systeme verknüpfbar sein, wie beispielsweise eine Smart Meter Umgebung oder andere Steuereinheiten. Nachteile dieser Alternative sind die zusätzlichen Anschaffungs- und Installationskosten für dieses Modul. Daher ist es sinnvoll diese Technologie in eine bereits vorhandene Struktur, wie beispielsweise einer Kommunikationsinfrastruktur, einzubinden. Andernfalls sollte das Modul ebenfalls über eine Ethernet-Schnittstelle verfügen, um eine Fernparametrierung zuzulassen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die dargestellten Möglichkeiten sowohl Vor- als auch Nachteile aufweisen. Aufgrund der freien Anpassung der Regelstruktur sowie der Integration mehrerer Funktionen, wird im Folgenden insbesondere die Implementierung eines eigenständigen Moduls priorisiert. Hierzu wird in Unterkapitel 3.3 ein entsprechender Prototyp entwickelt sowie in Hardwareversuchen getestet.

#### **3.1.2 Marktrecherche zu Kommunikationsschnittstellen von Wechselrichtern**

Um eine Anlage steuern zu können, muss diese über eine Kommunikationsschnittstelle verfügen, welche Steuerbefehle interpretiert und umsetzt. Dahingehend wurden im Rahmen einer Marktrecherche aktuell angebotene Wechselrichtersysteme fünf großer Hersteller miteinander verglichen. Dabei soll herausgestellt werden, inwieweit die angebotenen Wechselrichter (standardmäßig) über Kommunikationsschnittstellen für eine externe Ansteuerung verfügen. Hierzu wurden Handbücher sowie technische Anleitungen zu insgesamt 20 Produktlinien herangezogen, welche auf den Internetplattformen der Hersteller abrufbar sind [154, 155, 156, 157, 158]. Das Ergebnis der Recherche ist, dass 15 Produktserien standardmäßig über eine Modbus-Schnittstelle (RTU) verfügen. Bei zwei Serien kann eine Modbus-Schnittstelle durch ein entsprechendes Interface nachgerüstet werden. Eine Serie verfügt über eine RS485-Schnittstelle, welche jedoch nicht genauer spezifiziert wurde. Bei zwei Produktserien wurde kein Hinweis auf eine Modbus-Schnittstelle gefunden.

Aufgrund der hohen Verfügbarkeit einer Modbus-Schnittstelle bei bestehenden Wechselrichteranlagen, wird dieses Protokoll für die Konzeptionierung eines externen Moduls berücksichtigt. Eine Erprobung dieser Technologie in Kombination mit einem realen Speichersystem erfolgt in Abschnitt 3.3.2.

### 3.1.3 Beschreibung von Regelstrukturen

Für die Bereitstellung von Regelleistung durch dezentrale Anlagen ist es notwendig ein entsprechendes Regelungskonzept zu beschreiben, welches einen sinnvollen Regeleinsatz gewährleistet. In diesem Abschnitt werden im Wesentlichen zwei Regelmethodiken vorgestellt. Zum einen wird die Umsetzung einer einfachen Proportionalregelung beschrieben, wie sie in der Primärregelleistungsbereitstellung üblich ist, vgl. Abschnitt 2.2. Anschließend wird ein umfangreicheres Konzept vorgeschlagen. Dieses Konzept beinhaltet unter anderem eine zusätzliche Frequenzgradienten- sowie Integralregelung.

#### 3.1.3.1 Umsetzung einer Proportionalregelung

Für die Realisierung einer Proportionalregelung reicht es aus die Netzfrequenz als Messeingang zu bewerten und mit der Nennfrequenz zu vergleichen. Zur Umsetzung dieser Regelmethodik kann eine Statik definiert werden, welche von verschiedenen Parametern abhängig ist. Dabei können sowohl Lade- als auch Entladeprozesse für positive ( $f < 50$  Hz) bzw. negative ( $f > 50$  Hz) Frequenzabweichungen realisiert werden, vgl. Abbildung 3.2.

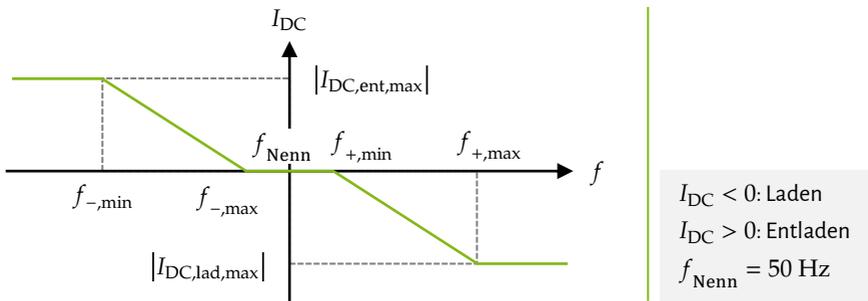


Abbildung 3.2: Qualitative Darstellung einer Proportionalregelung für ein Energiespeichersystem zur Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung

Ausgehend von der Nennfrequenz  $f_{\text{Nenn}}$  wird die Frequenz kontinuierlich gemessen und bewertet. Dabei legt die grüne Linie fest, bei welcher Frequenz welcher Sollwert an das Speichersystem gesendet werden soll. Der Sollwert ist in diesem Fall der Gleichstrom  $I_{\text{DC}}$  des Speichersystems, welcher entweder die Speicherzellen lädt ( $I_{\text{DC}} < 0$ ) oder entlädt ( $I_{\text{DC}} > 0$ ). Für den Unterfrequenzfall werden zwei untere Frequenzschwellen  $f_{-,min}$  und  $f_{-,max}$  festgelegt. Ab  $f_{-,max}$  soll die Regelung aktiviert und damit eine Entladung mit einem entsprechenden Gleichstrom angestoßen werden. Wird die zweite Untergrenze  $f_{-,min}$  unterschritten, soll der Entladestrom konstant einen

Maximalwert  $|I_{\text{DC,ent,max}}|$  annehmen. Zwischen den beiden Grenzfrequenzen wird eine lineare Funktion aufgespannt. Die Unterfrequenzregelung kann durch die Formel

$$I_{\text{DC}} = \begin{cases} \frac{f_{-, \text{max}} - f}{f_{-, \text{max}} - f_{\text{ent,max}}} \cdot |I_{\text{DC,ent,max}}| & \text{falls } f_{-, \text{min}} < f \leq f_{-, \text{max}} \\ I_{\text{DC,ent,max}} & \text{falls } f \leq f_{-, \text{min}} \end{cases} \quad (3.1)$$

beschrieben werden. Für den Überfrequenzfall ergibt sich mit den oberen Frequenzschwellen  $f_{+, \text{min}}$  und  $f_{+, \text{max}}$  die Formulierung

$$I_{\text{DC}} = \begin{cases} \frac{f_{+, \text{min}} - f}{f_{+, \text{min}} - f_{+, \text{max}}} \cdot |I_{\text{DC,lad,max}}| & \text{falls } f_{+, \text{min}} < f \leq f_{+, \text{max}} \\ I_{\text{DC,lad,max}} & \text{falls } f \geq f_{+, \text{max}} \end{cases} \quad (3.2)$$

Ein besonderer Vorteil dieser Regelung ist die einfache Umsetzbarkeit sowie Parametrierbarkeit, da lediglich sechs Variablen gesetzt werden müssen. Zudem wird hier einzig die gemessene Frequenz als Eingangswert genutzt. Im Folgenden wird ein Konzept vorgestellt, welches neben der gemessenen Netzfrequenz ebenfalls eine zeitliche Komponente berücksichtigt.

#### 3.1.3.2 Umsetzung einer hybriden Regelung

Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken können dezentrale, wechselrichterbasierte Anlagen im Allgemeinen schneller geregelt werden. Dies bietet den Vorteil, dass neben der Proportionalregelung weitere Regelmethode in das Regelkonzept integriert werden können. Wird neben der Frequenzmessung ebenfalls die zeitliche Komponente berücksichtigt, lassen sich neue Regelungen realisieren, vgl. Abbildung 3.3. So wäre beispielsweise eine Frequenzgradientenregelung, um auf schnelle Frequenzeinbrüche zu reagieren, oder eine Integralregelung, um bleibende Regelabweichungen auszugleichen, denkbar. Dabei spielt besonders auf der Parameter- und Berechnungsebene die Berechnungsmethode eine besondere Rolle. Letztlich gilt es diese Berechnungen in einem Frequenzregelalgorithmus einzubetten.

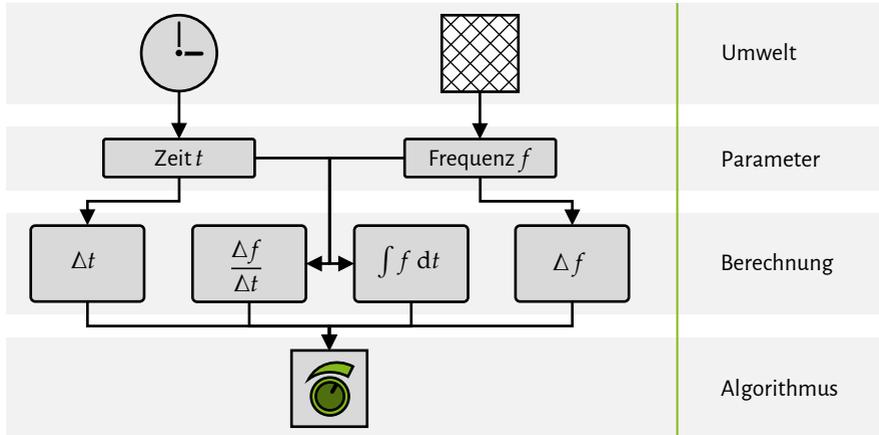


Abbildung 3.3: Blockdiagramm zur Umsetzung neuartiger Frequenzregelmethoden

In Abschnitt 2.1.2 wird gezeigt, dass über den Tag mehrere Frequenzeinbrüche besonders zu vollen Abendstunden vorkommen. Auch diese Tatsache kann in eine Regelmethode Einzug finden. So können die Regelparameter zu solchen vorhersehbaren Frequenzereignissen verstärkt oder abgeschwächt werden. Die hier vorgeschlagene Regelmethodik soll dabei folgende Anforderungen erfüllen:

- Es sind Frequenzgrenzen zu definieren, ab der die Regelung einsetzen soll, um eine Regelung bei kleinsten Abweichungen zu vermeiden.
- eine Gradientenregelung soll zielgerichtet auf signifikante Frequenzeinbrüche reagieren.
- Bei geringen Frequenzänderungen sollte eine Integralregelung einsetzen, um die Frequenz auf ihren Sollwert zurückzuführen.
- Treten beim Einsatz der Integralregelung große Frequenzgradienten auf, soll ein Wechsel zur Gradientenregelung möglich sein.
- Kurze, im Millisekunden-Bereich liegende, Frequenzänderungen sollten ignoriert werden.
- Zu neuralgischen Zeitpunkten, beispielsweise zur vollen Stunde (vgl. Abschnitt 2.1.2), sollen die Regelungsparameter variabel anpassbar sein.

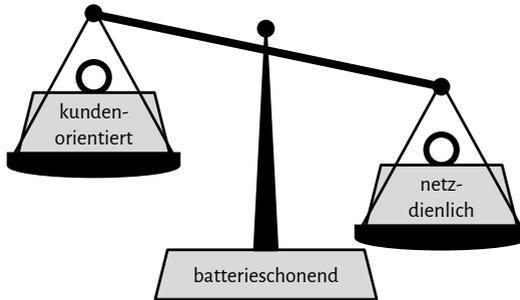


Abbildung 3.4: Entscheidungsvariablen für eine Frequenzregelung mit Speichersystemen

Die Frequenzregelung soll insbesondere dem System dienen. Dies bedeutet, dass die Regeleingriffe zur Netzstützung während hoher Frequenzabweichungen reagieren soll. Darüber hinaus gilt es jedoch die eingesetzten dezentralen Anlagen zu schonen. So sollten insbesondere bei Lithium-Ionen Speichern hohe Entladeströme in kurzen Intervallen sowie niedrige Ladezustände vermieden werden, da diese die Lebenszeit stark mindern können [153]. Besonders bei der Nutzung von privaten Speichersystemen sollte zudem eine kundenorientierte Regelung realisiert werden. Das kann beispielsweise bedeuten, dass die Grenzen für die Ladezustände enger gelegt und die Regelparameter abgeschwächt werden, damit der Endnutzer die gespeicherte Energie hauptsächlich für sich selbst nutzen kann. Für die Bereitstellung von Regelleistung sollten zudem wirtschaftliche Anreize für den Eigentümer geschaffen werden. Die zu entwerfende Regelung soll demzufolge, wie in Abbildung 3.4 dargestellt, auf dem Fundament der Batterieschonung zwischen kundenorientiertem und netzdienlichem Fokus einstellbar sein. Abbildung 3.5 stellt die Idee einer Gesamtregelung vor, welche neben der reinen Frequenzregelung eine Überwachung des Ladezustandes des Speichersystems durchführt. Diese Umsetzung stellt einen groben Rahmen dar, ohne dass die einzelnen Abschnitte im Detail definiert sind.

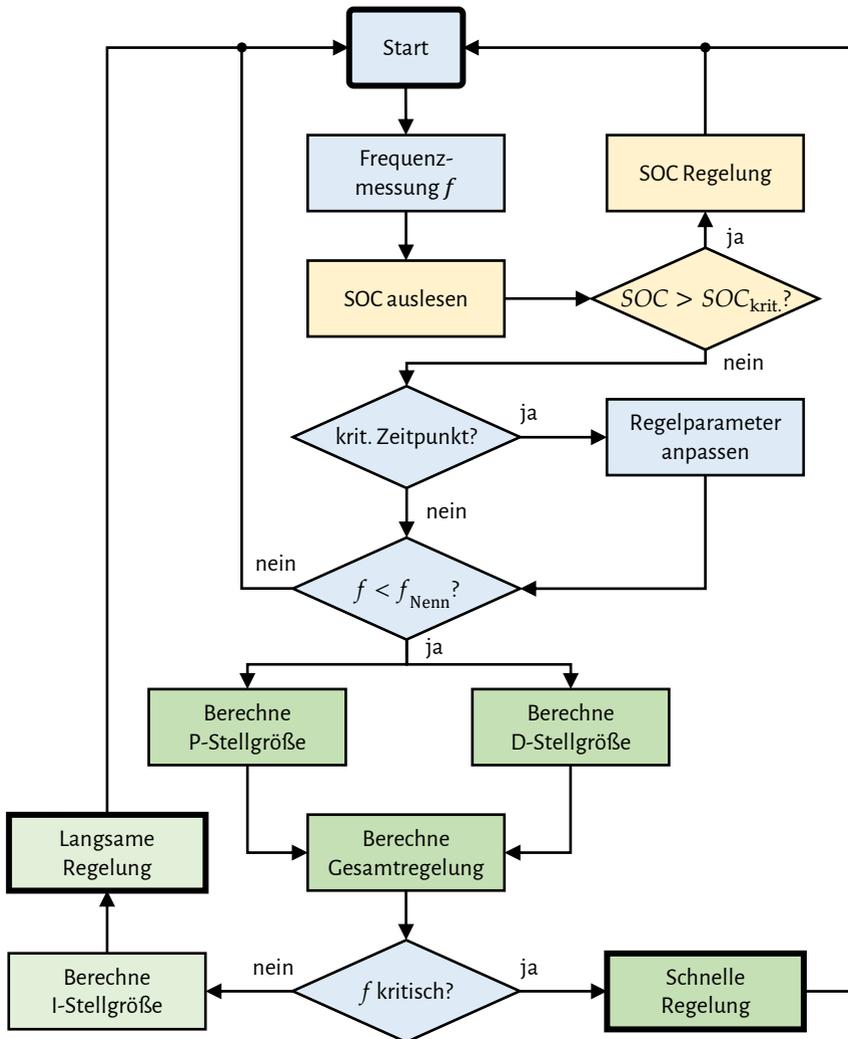


Abbildung 3.5: Konzept zur Umsetzung einer hybriden Regelung eines Energiespeichersystems

Um eine Frequenzregelung realisieren zu können, wird eine Frequenzmessung durchgeführt. Diese Frequenzmessung sollte in der Genauigkeit und Schnelligkeit aktuelle Richtlinien erfüllen, vgl. Abschnitt 2.2. Bevor die Frequenzregelung reagiert, wird der Ladezustand, engl. State Of Charge (SOC) des Speichersystems abgefragt. Befindet sich der Ladezustand unter einer definierten

Grenze, so ist eine Ladezustandsregelung bzw. SOC-Regelung durchzuführen. Diese Regelung ist dafür zuständig den Ladezustand durch Lade- oder Entladevorgänge auf ein definiertes Niveau zu heben. Dieser Eingriff soll gewährleisten, dass genügend Regelleistungsreserven zur Verfügung stehen. Zudem können sich zu niedrige Ladezustände auf die Lebenszeit auswirken.

Sind kritische Zeitpunkte voraussehbar, welche einen Frequenzeinbruch verursachen können, sollte dies in der Regelstruktur berücksichtigt werden. Dahingehend können die Regelparameter angepasst bzw. erhöht werden, welche letztlich die Ausprägung der Frequenzregelung definieren. Insbesondere bei wiederkehrenden Frequenzeinbrüchen ist dazu ein entsprechender Zeitbereich zu definieren, vgl. Abschnitt 2.1.2. Anschließend wird überprüft, ob eine Frequenzabweichung ( $f < f_{Nenn}$ ) vorliegt, um die Regelvariablen zu berechnen.

Im vorangegangenen Abschnitt wird eine reine Proportionalregelung vorgestellt, welche in diesem Konzept ebenfalls Anwendung findet. Um schnellstmöglich auf hohe Frequenzeinbrüche zu reagieren, kann zudem der Frequenzgradient analysiert werden, um somit einen Differentialanteil zu berechnen. Dies bedeutet, dass die Leistungsbereitstellung von der Steigung der Frequenz abhängig ist. Aus der Summe der Proportional- und Differentialstellgröße wird die Gesamtregelung berechnet.

Um eine Regelung auf kleinste Frequenzabweichungen zu vermeiden und somit die Anlage zu schonen, kann eine Frequenzschwelle  $f_{-,max}$  definiert werden, vgl. Abbildung 3.2. Erst wenn diese Schwelle unterschritten wird, wird die Frequenz als kritisch betrachtet und Leistung wird bereitgestellt. Für die Gradientenregelung kann zudem eine kritische Frequenzsteigung  $|\dot{f}_{min}|$  definiert werden, ab der die Regelung aktiviert wird. Die schnelle Regelung soll sicherstellen, dass hohe Frequenzabweichungen vermieden werden. Hierfür wird ein PD-Regler mit entsprechender Parametrierung genutzt. Dabei ist die schnelle Regelung insbesondere netzdienlich (vgl. Abbildung 3.4).

Wird die Frequenz nach einem Frequenzereignis als nicht mehr kritisch eingestuft, soll eine langsame Regelung greifen. Diese langsame Regelung kann als Integralregler ausgeführt werden. Hierzu wird vorab die Integralstellgröße berechnet. Dies soll insbesondere dazu führen bleibende Frequenzabweichungen auszugleichen.

Zwischen der schnellen und langsamen Regelung sollte zudem ein zeitlicher Wechselprozess definiert werden, um sprunghafte Stellgrößen zu vermeiden. Dahingehend soll die Stärke der jeweiligen Regler über eine zeitliche Funktion langsam ab- bzw. abnehmen. Dieser Wechsel wird dann stattfinden, wenn sehr kritische Situation überstanden sind und keine schnellen Reaktionen mehr notwendig sind. Wie genau eine kritische Situation definiert werden kann, wird in dem folgenden Abschnitt 3.2 exemplarisch erläutert. Abbildung 3.6 stellt den Wechselprozess schematisch dar.

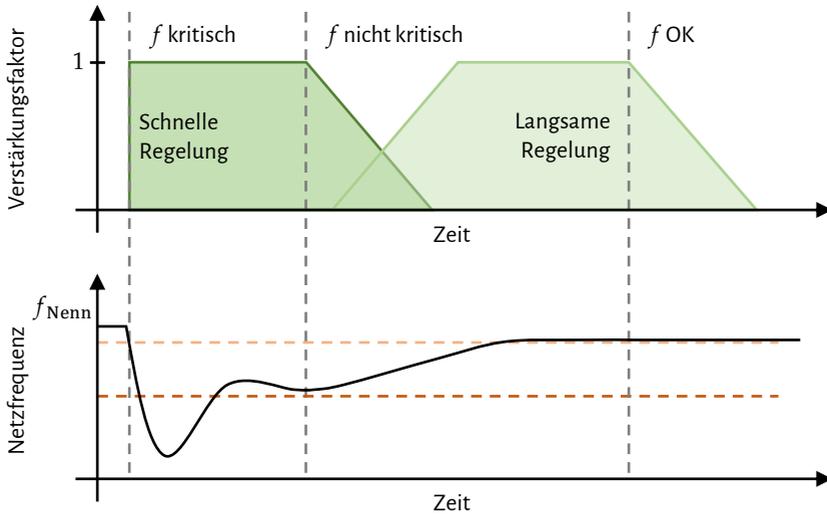


Abbildung 3.6: Schematische Darstellung des Wechselprozesses zwischen dem schnellen und langsamen Regler

Bei Eintritt eines Frequenzeinbruchs mit Unterschreitung einer kritischen Grenze wird die schnelle Regelung sofort aktiviert. Erst, wenn die Frequenz sowie der Frequenzgradient nicht mehr als kritisch angesehen wird, wenn sie also eine definierte Grenze über eine definierte Zeit überschritten ist, dann findet der Wechselprozess statt. Dabei nimmt die schnelle Regelung langsam, mit einer definierten Steigung, ab. Nach einer Totzeit beginnt auch die langsame Regelung anzufahren, um den entsprechenden Anteil zu erhöhen. Dabei wird der Anteil so lange auf dem Maximum gehalten, bis die Frequenz wieder in einen Sollwertbereich eintritt. Anschließend wird die langsame Regelung nach und nach abnehmen. Der Frequenzgang zeigt exemplarisch einen qualitativen Verlauf zu der Regelstruktur. Bei dem Wechselprozess ist es durchaus möglich, dass die Frequenz nach einem Anstieg wieder stark abfällt. Dahingehend wird ein angefangener Wechsel unterbrochen und die schnelle Regelung wieder auf seinen Maximalwert geführt. Ist die langsame Regelung bereits aktiv, so wird ein vollständiger Wechsel zur schnellen Regelung stattfinden. Dies geschieht jedoch immer unter Berücksichtigung des aktuellen Ladezustandes des Speichers, welcher nicht in kritische Bereiche eintreten darf.

### 3.2 Simulationsdurchführung

Im vorherigen Unterkapitel werden Konzepte und Umsetzungsmöglichkeiten einer Regelleistungsbereitstellung durch dezentrale Anlagen, insbesondere Speichersysteme, beschrieben. Diese Methoden werden in diesem Unterkapitel anhand dynamischer Simulationen erprobt, bevor sie im nachfolgenden Unterkapitel 3.3 in der Hardware getestet werden. Der Fokus der in diesem Unterkapitel durchgeführten Untersuchungen ist die Analyse des Einflusses einer Regelleistungsbereitstellung durch eine Vielzahl dezentraler Anlagen. Diese Anlagen zeichnen sich insbesondere durch eine hohe Reaktionszeit aus, wodurch Regeleingriffe schneller umgesetzt werden können als durch konventionelle Betriebsmittel, vgl. Abschnitt 2.2.1. Anhand der Ergebnisse sollen Erkenntnisse gewonnen werden, welche für die Umsetzung der Hardwareversuche im nachfolgenden Abschnitt relevant sind. Da für die Hardwareuntersuchungen ein reales Speichersystem getestet wird, wird auch hier vornehmlich die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Speichersysteme abgebildet.

Zunächst wird das verwendete Simulationsmodell vorgestellt. Anschließend werden drei Forschungsfragen formuliert, aus denen verschiedene Szenarien für die Untersuchungen abgeleitet werden. Diese Forschungsfragen beziehen sich insbesondere auf die Einflüsse verschiedener Netzsituationen sowie Regelleistungsbereitstellungen auf die Netzfrequenz nach einem Lasterignis. Dabei wird zunächst ein Referenzszenario ausgelegt, welches sich nach aktuellen Richtlinien sowie Anforderungen orientiert und als Vergleichsbasis der Szenarien dienen soll. Die Ergebnisse der Simulationsdurchführungen werden zunächst beschrieben. Zuletzt werden die Simulationsergebnisse gedeutet und Schlussfolgerungen gezogen.

#### 3.2.1 Beschreibung des Simulationsmodells

Um den Einfluss verschiedener Regelmethodiken auf die Netzfrequenz zu untersuchen, wird ein vereinfachtes Frequenzmodell genutzt. Während transients Vorgänge weist das Energiesystem verschiedene Effekte auf, welche elektromagnetischer, elektromechanischer oder thermischer Natur sind. Diese Vorgänge können durch komplexe Modelle mit einer hohen Anzahl an Differentialgleichungen und algebraischen Gleichungen beschrieben werden. Bezüglich der Erstellung bzw. Nutzung eines Simulationsmodells ist es jedoch nicht notwendig alle möglichen Effekte und Wechselwirkungen im elektrischen Netz abbilden zu können, wenn diese nicht Schwerpunkt der Untersuchungen sind. Für die Untersuchung von Frequenzereignissen können vereinfachte Modelle mit einer Genauigkeit verwendet werden, die ausreicht, um grundlegende Zusammenhänge zu beschreiben und zu untersuchen. Dahingehend wird für die dynamischen Simulationen ein

vereinfachtes Punktmodell in Anlehnung an [159] erstellt, welches auf den Grundlagen aus Abschnitt 2.1.2 und 2.2 beruht. Da es sich bei diesem Modell um ein Regelmodell handelt, werden die entsprechenden Berechnungen in den Bildbereich transformiert. Ein Punktmodell liegt vor, wenn keine Leitungen oder räumliche Distanzen zwischen elektrischen Anlagen in die Simulation mit einfließen. Besonders in sehr ausgedehnten Energieübertragungssystemen, wie dem europäischen Netz, kann es nach Ereignissen im Netz zeitweise zu Oszillationen, sogenannte Inter Area Oscillations, zwischen den Generatoren kommen, was teilweise den hohen Entfernungen untereinander bzw. den Leitungslängen zwischen den Generatoren und Verbrauchern geschuldet ist [119]. Für die vorliegenden Untersuchungen spielen diese und weitere Betrachtungen jedoch keine übergeordnete Rolle und werden daher vernachlässigt. Das Modell soll zudem keine eindeutigen quantitativen Aussagen für ein bestimmtes Netz treffen, sondern insbesondere qualitative Ergebnisse liefern. Dabei sollen zwar Kenngrößen in das Modell einfließen, welche ein möglichst realistisches Szenario beschreiben, jedoch wird explizit darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse nicht direkt auf ein reales Netz übertragen werden können. Es sollen vielmehr qualitative Unterschiede in dem dynamischen Verhalten nach Parameteranpassungen untersucht und bewertet werden. Abbildung 3.7 zeigt eine schematische Darstellung des Punktmodells, welches in Matlab Simulink entworfen ist und im Weiteren näher beschrieben wird.

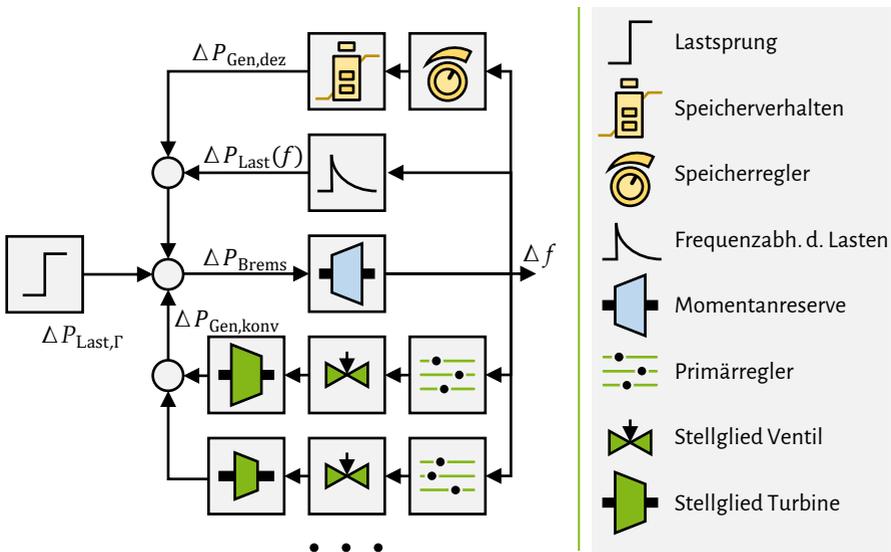


Abbildung 3.7: Schematische Darstellung des Punktmodells zur Modellierung des dynamischen Frequenzverhaltens

Im Ausgangszustand wird von einem Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Last ausgegangen, sodass eine Frequenzabweichung von  $\Delta f = 0$  Hz vorliegt. Auf dieses Gleichgewicht wird ein Lastsprung  $\Delta P_{\text{Last},\Gamma} < 0$  gegeben, um einen Frequenzeinbruch herbeizuführen. Dieser Sprung sorgt zunächst dafür, dass das Leistungsgleichgewicht aufgehoben wird und eine Bremsleistung  $\Delta P_{\text{Brems}} < 0$  entsteht, vgl. Abschnitt 2.1.2. Aufgrund der Rotationsenergie, welche in den rotierenden Massen der Kraftwerke und Lasten gespeichert ist, wird instantan eine Momentanreserve zur Verfügung gestellt. Unter Berücksichtigung dieser Leistung wird die Frequenzabweichung berechnet. Hierzu wird Gleichung 2.15 in den Bildbereich transformiert, vgl. Abbildung 3.8.

$$\int P_{\text{Brems}}(t) \cdot \frac{f_{\text{Nenn}}}{J \cdot \omega_{\text{Nenn}}^2} \quad \circ \bullet \quad P_{\text{Brems}} \cdot \frac{1}{s} \cdot \frac{f_{\text{Nenn}}}{J \cdot \omega_{\text{Nenn}}^2} \quad (3.3)$$

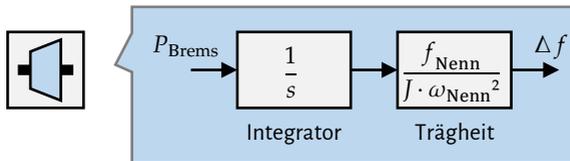


Abbildung 3.8: Regelstrecke der Trägheit des Netzes

$J$  stellt die Summe aller Trägheitskonstanten der im Netz befindlichen Einspeiser und Verbraucher dar.  $f_{\text{Nenn}} = 50$  Hz und  $\omega_{\text{Nenn}} \approx 314$  1/s beschreiben die Nennfrequenz bzw. Nennwinkelgeschwindigkeit.

Auf Erzeugungsseite stellen die Kraftwerke Primärregelleistung zur Verfügung, um für einen Leistungsausgleich zu sorgen, vgl. Abschnitt 2.2. Der Verstärkungsfaktor  $V_{\text{PR}}$  wird als Proportionalglied in die Regelstrecke eingebracht. Da die Anlage nicht sofort, sondern mit einer zeitlichen Verzögerung auf den Stellwert reagieren, werden das Stellventil und die Turbine jeweils durch ein  $PT_1$  dargestellt, siehe Abbildung 3.9.

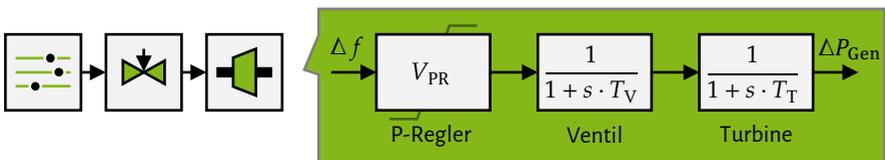


Abbildung 3.9: Regelstrecke der Primärregelleistungsbereitstellung durch die Generatoren

$T_V$  und  $T_T$  beschreiben die Zeitkonstanten für das Stellventil und die Turbine. Dabei gilt in der Regel  $T_T > T_V$ , da das Ventil schneller auf Stellgrößen als die Turbine reagieren wird. Die jeweiligen Kraftwerkstypen können hierbei, zur Vereinfachung, als eine Regelstrecke zusammengefasst werden. Die Unterscheidungsmerkmale dieser Typen sind dahingehend der Verstärkungsfaktor der Regler sowie die Zeitkonstanten. Werden mehrere Kraftwerke eines Typs betrachtet, so ergibt sich eine Summe aus mehreren PT1-Gliedern, wobei Zeitkonstanten für Ventil und Turbine gleich sind. Folglich können diese Kraftwerke als ein Kraftwerk mit der Summe aller Verstärkungsfaktoren  $V$  durch die Gleichung

$$\frac{V_{p1}}{(sT_V + 1) + (sT_T + 1)} + \frac{V_{p2}}{(sT_V + 1) + (sT_T + 1)} = \frac{V_{p1} + V_{p2}}{(sT_V + 1) + (sT_T + 1)} \quad (3.4)$$

beschrieben werden. Die Summe der zusätzlich eingespeisten Regelenergie ist in der Abbildung 3.7 als  $\Delta P_G$  gekennzeichnet. Die Stellgröße wird in diesem Modell auf einen Maximalwert begrenzt, welcher die Summe der Primärregelleistung begrenzt.

Auf Lastseite wird die Frequenzabhängigkeit der Lasten  $\Delta P_{Last}$  durch einen Verstärkungsfaktor  $V_{Last}$  berücksichtigt, vgl. Abschnitt 2.1.2. Da diese Leistungsreduktion instantan einsetzt, ist kein Verzögerungsglied notwendig, vgl. Abbildung 3.10. Es sei darauf hingewiesen, dass bei einem Lastsprung von einer negativen Frequenzabweichung  $\Delta f < 0$  auszugehen ist. Demzufolge wird die Laständerung  $\Delta P_{Last} < 0$  ebenfalls negativ sein, was zu einer Frequenzentlastung führt. stellt die Regelstrecke dar.

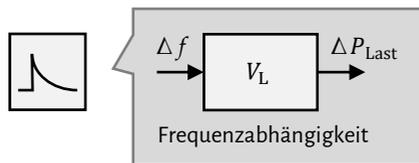


Abbildung 3.10: Regelstrecke der Frequenzabhängigkeit der Lasten

In dem Modell wird zudem ein Speicherregler sowie das Speicherverhalten abgebildet. In dem Speicherregler ist die Regelungslogik hinterlegt, welche aufgrund von Frequenzbewertungen Sollwerte an das Energiespeichersystem versendet, vgl. Abschnitt 3.1.1 und 3.1.3. Das Energiespeichersystem nimmt diese Werte auf, verarbeitet sie und passt die Leistungseinspeisung  $\Delta P_{Speicher}$  entsprechend an. Sowohl die Reaktionszeit des Speicherreglers als auch das Speicherverhalten werden, wie bei dem konventionellen Kraftwerk, durch PT-1 Glieder abgebildet. Abbildung 3.11 stellt die Regelstrecke schematisch dar.

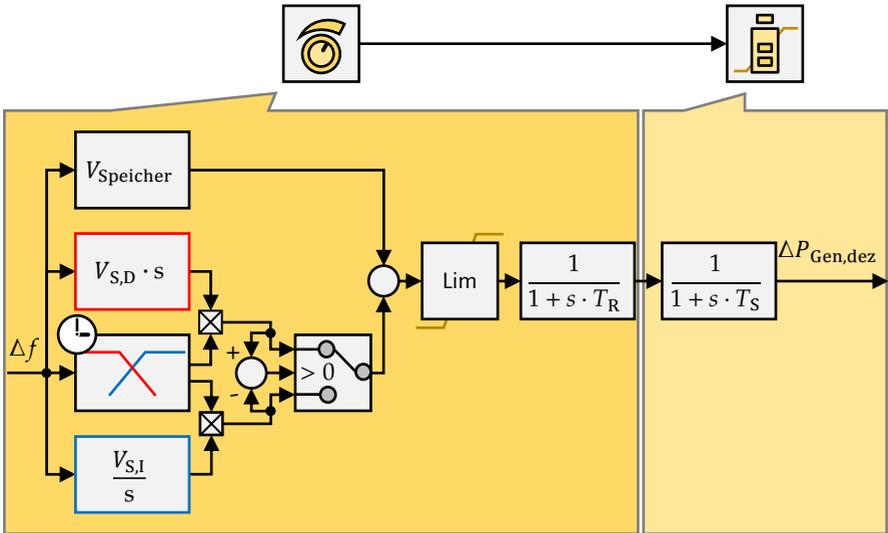


Abbildung 3.11: Regelstrecke des Speicherreglers und Speichersystems

Der Speicherregler verfügt im Grunde über drei verschiedene Regelmethodiken. Das Proportionalglied wird durch einen Verstärkungsfaktor  $V_{\text{Speicher}}$  dimensioniert. Die Differentialregelung (rot umrandet) wird durch einen Verstärkungsfaktor  $V_{\text{S,D}}$  und die Integralregelung (blau umrandet) durch den Faktor  $V_{\text{S,I}}$  verstärkt. Wie bereits in Abschnitt 3.1.3 beschrieben, soll in der hybriden Regelung die Proportional-Differential-Regelung im Nachgang durch eine Proportional-Integral-Regelung abgelöst werden. Hierzu wird ein Regelblock entworfen, welcher neben der Frequenzmessung über eine Uhr verfügt, um nach einer definierten Zeit die Ablösung durchzuführen. Dabei wird, insbesondere während des Wechsellvorgangs zwischen der schnellen und langsamen Regelung, immer die höhere Stellgröße der beiden Regelstrecken beibehalten, damit keine plötzlichen Einbrüche entstehen. Die Summe aus den Proportional- und Differential- bzw. Integral-Stellgrößen wird anschließend auf einen maximalen Stellwert limitiert, welcher sich an der maximalen Entladeleistung der Anlage orientiert. Die Verzögerungszeit durch die Frequenzmessung, Berechnung des Algorithmus und Stellwertübertragung, werden durch ein PT1-Glied mit einer Zeitkonstanten von  $T_R$  simuliert. Das Speicherverhalten wird mit einer Zeitkonstanten  $T_S$  abgebildet. Als Ausgangssignal ergibt sich die Leistungsbereitstellung durch die Speichersysteme  $\Delta P_{\text{Gen,dez}}$ .

### 3.2.2 Definition und Auslegung von Szenarien

Nachfolgende Analysen sollen folgende Fragestellungen beantworten:

1. Welchen Einfluss haben die Parameter der Synchrongeneratoren der konventionellen Kraftwerke auf die Netzfrequenz?
2. Welchen Einfluss kann eine schnelle Primärregelung durch dezentrale Anlagen auf das Frequenzverhalten ausüben?
3. Wie Verhält sich die Frequenz, wenn eine Gradienten- sowie Integralregelung implementiert werden?

Durch diese Fragestellungen werden drei Szenarien definiert, welche durch eine entsprechende Parameterwahl aussagekräftige Simulationsergebnisse liefern. Zunächst wird ein Referenzszenario beschrieben, welches zur Vergleichsgrundlage der verschiedenen Szenarien dienen soll.

Die Parametrierung des Referenzszenarios orientiert sich größtenteils an den Empfehlungen gemäß [39]. Dabei wird beschrieben, dass im Schwachlastfall mit einer Systemleistung von  $P_{\text{Nenn}} = 150 \text{ GW}$  und einer Netzanlaufzeitkonstante von  $T_{\text{AN}} = 10 \text{ s}$  ein Leistungsausfall von  $\Delta P_{\text{Last}} = -3 \text{ GW}$  beherrscht werden muss. Diese Annahmen führen nach Gleichung 2.24 zu einem Frequenzgradienten von  $0,1 \text{ Hz/s}$ . Nach Gleichung 2.13 ergibt sich daraus eine Trägheitskonstante von  $J \approx 15 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$  und eine Rotationsenergie von  $E_{\text{rot}} \approx 206 \text{ MWh}$ . In [39] wird ein Minimalwert für die Frequenzabhängigkeit der Lasten von  $1 \text{ \%/Hz}$  angegeben. Dies entspricht bei einer Systemleistung von  $P_{\text{Nenn}} = 150 \text{ GW}$  nach Gleichung 2.28 einer absoluten Frequenzabhängigkeit der Lasten von  $V_{\text{Last}} = 1.500 \text{ MW/Hz}$ . Neben diesen Angaben wird in [39] empfohlen, dass sich eine maximale Frequenzabweichung von  $800 \text{ mHz}$  und eine quasi-stationäre Frequenzabweichung von maximal  $200 \text{ mHz}$  nach voller Bereitstellung der Primärregelleistung einstellt. Durch Gleichung 2.31 wird bereits beschrieben, dass die quasi-stationäre Frequenz von der Höhe des Lastsprungs  $\Delta P_{\text{Last},\Gamma}$  und der Summe aller frequenzabhängigen Last- sowie Erzeugungsänderungen  $\Delta P_{\text{Last}}/\Delta f$  bzw.  $\Delta P_{\text{Gen}}/\Delta f$  entspricht. Für einen Lastsprung in Höhe von  $\Delta P_{\text{Last},\Gamma} = -3 \text{ GW}$  und einer Frequenzabhängigkeit der Lasten von  $1.500 \text{ MW/Hz}$  ergibt sich daraus eine geforderte Primärregelleistungsstatik von

$$\frac{\Delta P_{\text{Gen}}(f)}{\Delta f} = \frac{\Delta P_{\text{Last},\Gamma}}{\Delta f_{\text{quasi}}} - \frac{\Delta P_{\text{Last}}(f)}{\Delta f} = \frac{3 \text{ GW}}{0,2 \text{ Hz}} - 1.500 \text{ MW/Hz} = 13.500 \text{ MW/Hz}. \quad (3.5)$$

Bei einer Frequenzabweichung von  $|\Delta f_{\text{Prim,max}}| = 0,2 \text{ Hz}$  wird der Stellwert für die Primärregelleistungsbereitstellung das Maximum erreicht haben, vgl. Abschnitt 2.2.1. Dies würde in diesem Szenario einer maximalen Leistungsbereitstellung von

$$\Delta P_{\text{Gen,max}} = \frac{\Delta P_{\text{Gen}}(f)}{\Delta f} \cdot \Delta f_{\text{Prim,max}} = 13.500 \text{ MW/Hz} \cdot 0,2 \text{ Hz} = 2.700 \text{ MW} \quad (3.6)$$

entsprechen. In [39] wird dagegen eine maximale Primärregelleistung von  $\Delta P_{\text{Gen,max}} = 3.000 \text{ MW}$  empfohlen, sodass auch in dem Referenzszenario dieser Wert übernommen wird.

Wie bereits beschrieben, wird das Verhalten des Ventils und der Turbine des Generators jeweils durch ein PT1-Glied abgebildet. Für die Auslegung der Zeitkonstanten wird berücksichtigt, dass nach [39] innerhalb von 15 s die Hälfte der Primärregelleistung und nach 30 s die volle Reserve zur Verfügung stehen muss. Diesbezüglich wird für  $T_V = 2 \text{ s}$  und für  $T_T = 10 \text{ s}$  gewählt, da diese Parameter die genannte Anforderung näherungsweise erfüllen. Die entsprechende Sprungantwort der resultierenden Regelstrecke ist in Abbildung 3.12 dargestellt.

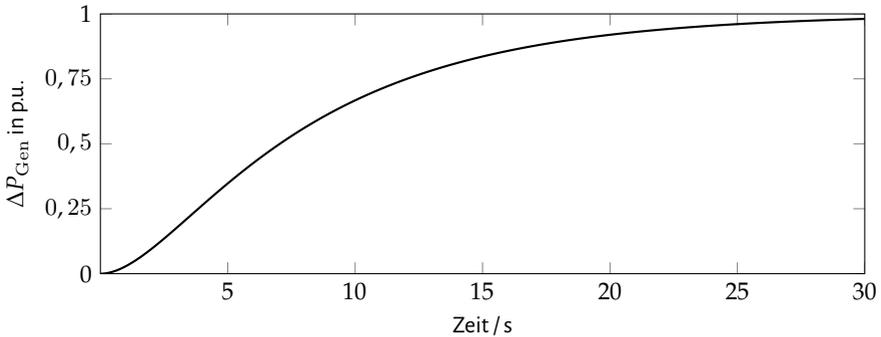


Abbildung 3.12: Sprungantwort des Ersatzkraftwerks zur Bereitstellung von Primärregelleistung mit einer Verstärkung von  $V_{\text{PR}} = 1$  sowie den Zeitkonstanten  $T_V = 2 \text{ s}$  und  $T_T = 10 \text{ s}$

Die Abbildung zeigt, wie sich das Kraftwerk verhalten würde, wenn zu der Zeit  $t = 0 \text{ s}$  der maximale Stellwert gefordert wird. Die Grafik zeigt die resultierende Leistungsänderung  $\Delta P_{\text{Gen}}$ . Durch die Kombination der beiden PT1-Glieder ergibt sich eine verzögerte Steigung. Nach  $t = 15 \text{ s}$  sind bereits über 75 % der maximalen Leistung erreicht, welche anschließend weiterhin leicht zunimmt. Der Maximalwert der Leistung entspricht bei der Sprungantwort rund 98 % von der maximalen Leistung, was die durchgeführten Untersuchungen als ausreichend genau angenommen wird. Ta-

belle 3.1 fasst die genannten Parameter für die Auslegung des Referenzszenarios zusammen.

Tabelle 3.1: Simulationsparameter des Referenzszenarios

Bezeichnung	Variable	Wert
Rotationsenergie des Netzes	$E_{\text{rot}}$	206 MWh
Lastsprung	$\Delta P_{\text{Last},\Gamma}$	3 GW
Frequenzabhängigkeit der Lasten	$\frac{\Delta P_{\text{Last}}(f)}{\Delta f}$	1.500 MW/Hz
Primärregelleistungsstatik	$\frac{\Delta P_{\text{Gen}}(f)}{\Delta f}$	13.500 MW/Hz
Primärregelleistung Maximalwert	$\Delta P_{\text{Gen,max}}$	3.000 MW
Zeitkonstante Ventil	$T_V$	2 s
Zeitkonstante Turbine	$T_T$	10 s
Zeitkonstante Speicherregler	$T_R$	0,1 s
Zeitkonstante Speicher	$T_S$	1,5 s

In **Szenario RL-1** soll überprüft werden, welchen Einfluss die Parameter der konventionellen Kraftwerke auf die Primärregelleistungsbereitstellung und dahingehend auf die resultierende Netzfrequenz ausüben. Hierbei werden, ausgehend vom Referenzszenario, verschiedene Parameter angepasst und Simulationen durchgeführt, um ein Verständnis für das Frequenzverhalten in dem Simulationsmodell zu entwickeln. Zum einen soll die Auswirkung einer reduzierten Zeitkonstante der Turbine untersucht werden (Szenario RL-1A). Dies würde bedeuten, dass die Kraftwerksdynamik erhöht wird und dadurch die Regelenergie schneller zur Verfügung gestellt werden kann. Zur Durchführung der Untersuchungen wird, ausgehend von dem Referenzparameter  $T_T = 10$  s, die Zeitkonstante für jede Simulationsdurchführung schrittweise um 1 s reduziert, bis zu einem Minimum von  $T_T = 1$  s. Folglich werden zehn Simulationen durchgeführt. Des Weiteren soll der Einfluss einer sinkenden Trägheit im System untersucht werden (Szenario RL-1B). Die Ergebnisse sollen Tendenzen zeigen, wie sich die Frequenz nach einem Lastsprung mit einer verminderten Anzahl an konventionellen Kraftwerken verhalten kann. Dabei wird die gesamte Regelenergie weiterhin durch diese Kraftwerke bereitgestellt. Insgesamt werden auch hier zehn Simulationen durchgeführt, wobei die Trägheit von  $J = 15 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$  jeweils um 10 %, also um  $\Delta J = 1.500 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$ , bis zu einem Minimum von  $1,5 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$  reduziert wird. Für die Rotationsenergie bedeutet dies eine Reduktion von  $E_{\text{rot}} \approx 206 \text{ MWh}$  bis 20,6 MWh in Schritten von 20,6 MWh je Simulation.

**Szenario RL-2** betrachtet die Integration von dezentralen Anlagen, welche sich am Primärregelmarkt beteiligen, bei gleichzeitiger Verringerung der Trägheit. Dabei wird untersucht, welchen

Einfluss diese Anlagen auf die Frequenz ausüben können, unter Berücksichtigung, dass die Leistung sehr viel schneller erbracht wird als durch konventionelle Kraftwerke, vgl. Tabelle 3.1. Hier werden vornehmlich Batteriespeichersysteme gleichen Typs betrachtet. Die Speichersysteme werden, wie bereits in Szenario RL-1, aufaddiert, um somit ein Ersatzmodell zu erzeugen. Diese Vereinfachung erlaubt eine einfache Nachvollziehbarkeit des Modells sowie der Ergebnisse und reicht für die zu treffenden Aussagen aus. Auch vor dem Hintergrund, dass im nachfolgenden Abschnitt 3.3 ein einzelnes reales Speichersystem untersucht wird, wird die Vereinfachung getroffen. Insgesamt werden zehn Simulationen durchgeführt. Wie bereits in Szenario RL-1B, wird die Rotationsenergie des Systems je Simulationsdurchführung ausgehend von  $E_{\text{rot}} = 206 \text{ MWh}$  jeweils um 10 % reduziert, um die Ablösung konventioneller Anlagen durch umrichterbasierte Anlagen zu simulieren. Gleichzeitig soll die Primärregelleistung nicht alleine von konventionellen, sondern ebenfalls von dezentralen Anlagen erbracht werden. Dabei wird die Summe der maximalen bereitzustellenden Regelenergie konstant bei 3.000 MW gehalten:

$$P_{\text{Gen,max}} = \Delta P_{\text{Gen,konv,max}} + \Delta P_{\text{Gen,dez,max}} = \text{konst.} \quad (3.7)$$

Auch die Summe der Primärregelleistungsstatiken aus konventionellen und dezentralen Anlagen soll konstant bleiben, um eine gleichbleibende quasi-stionäre Frequenzabweichung von  $\Delta f = 0,2 \text{ Hz}$  beizubehalten, vgl. Gleichung 2.31:

$$\sum \frac{dP_{\text{Gen}}}{df} = \sum \frac{dP_{\text{Gen,konv}}}{df} + \sum \frac{dP_{\text{Gen,dez}}}{df} = \text{konst.} \quad (3.8)$$

Für jede Reduktion der Trägheit wird von einer Reduktion des Primärregelleistungseinsatzes durch konventionelle Kraftwerke von 10 % bzgl. der Maximalwerte  $P_{\text{Gen,max}} = 3000 \text{ MW}$  und  $\frac{\Delta P_{\text{Gen}}}{\Delta f} = 13.500 \text{ MW/Hz}$  ausgegangen. Dies entspricht einer Reduktion von  $\Delta P_{\text{Gen,konv,max}} = 300 \text{ MW}$  und  $\Delta \sum \frac{\Delta P_{\text{Gen,konv}}}{\Delta f} = 1.350 \text{ MW/Hz}$  je Simulationsdurchführung. Der Einsatz durch die Speichersysteme wird entsprechend den Formeln 3.7 und 3.8 erhöht. Tabelle 3.2 fasst die Parametervariationen für dieses Szenario zusammen.

Welchen Einfluss eine hybride Regelung, wie sie in Abschnitt 3.1.3 beschrieben wird, auf die Netzfrequenz ausübt, wird in **Szenario RL-3** simuliert. Insbesondere durch den differentiellen Anteil sollen Effekte unmittelbar nach Eintritt des Frequenzabfalls untersucht und mit den Ergebnissen aus den anderen Szenarien verglichen werden. Die langsame Regelung, mit dem Integralanteil, soll dazu dienen die Leistungseinspeisung zu regeln, nachdem nur noch minimale Frequenzpendelungen auftreten. Im Gegensatz zur Sekundärregelleistung wird diese Reserve bereits wenige Sekunden nach dem Frequenzereignis bereitgestellt. Für dieses Szenario wird, aus Gründen der

Übersichtlichkeit, nur eine Simulation durchgeführt. Dabei wird ein Fall simuliert, welcher der Auslegung nach Simulation 7 des Szenarios RL-2 entspricht, siehe Tabelle 3.2. Dies entspricht einer Aufteilung der Primärregelleistungsbereitstellung von 40 % durch konventionelle Kraftwerke und 60 % durch das modellierte Speichersystem. Zudem wird der Lastsprung von  $\Delta P_{\text{Last},\Gamma} = 3.000 \text{ GW}$  auf  $\Delta P_{\text{Last},\Gamma} = 2.200 \text{ MW}$  reduziert, um das Verhalten der Regelungen besser darstellen zu können. Die Verstärkungsfaktoren des D- bzw. I-Reglers betragen  $V_{S,D} = 10.000$  und  $V_{S,I} = 400$ .

Tabelle 3.2: Parametervariationen für Szenario RL-2 und Szenario RL-3 (grün)

Simulation:	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\frac{E_{\text{Rot}}}{\text{MWh}}$	206	185	165	144	124	103	82	62	41
$\frac{\Delta P_{\text{Gen,konv,max}}}{\text{GW}}$	3,0	2,7	2,4	2,1	1,8	1,5	1,2	0,9	0,6
$\frac{\Delta P_{\text{Gen,dez,max}}}{\text{GW}}$	0,0	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1	2,4
$\frac{\Delta P_{\text{Gen,konv}}(f)}{\Delta f} \cdot \frac{\text{Hz}}{\text{GW}}$	13,5	12,15	10,8	9,45	8,1	6,75	5,4	4,05	2,7
$\frac{\Delta P_{\text{Gen,dez}}(f)}{\Delta f} \cdot \frac{\text{Hz}}{\text{GW}}$	0	1,35	2,7	4,05	5,4	6,75	8,1	9,45	10,8

### 3.2.3 Durchführung von Simulationen

Die nachfolgenden Untersuchungen werden anhand des Punktmodells aus Abbildung 3.7 und den beschriebenen Szenarien durchgeführt. Für jeden Simulationszeitschritt werden die Frequenz  $f = f_{\text{Nenn}} + \Delta f$  mit  $f_{\text{Nenn}} = 50 \text{ Hz}$  sowie die Leistung  $\Delta P_{\text{Gen,konv}}$  und  $\Delta P_{\text{Gen,dez}}$  aufgezeichnet. Zum Zeitpunkt  $t = 0 \text{ s}$  tritt für jede Simulationsdurchführung, wenn nicht anders gekennzeichnet, ein Lastsprung in Höhe von  $\Delta P_{\text{Last},\Gamma} = 3 \text{ GW}$  ein. Die aufgezeichneten Ergebnisse werden im Folgenden je Szenario grafisch dargestellt sowie beschrieben. Anschließend erfolgt eine Auswertung und Diskussion. Abbildung 3.13 stellt die Simulationsergebnisse für Szenario RL-1A dar.

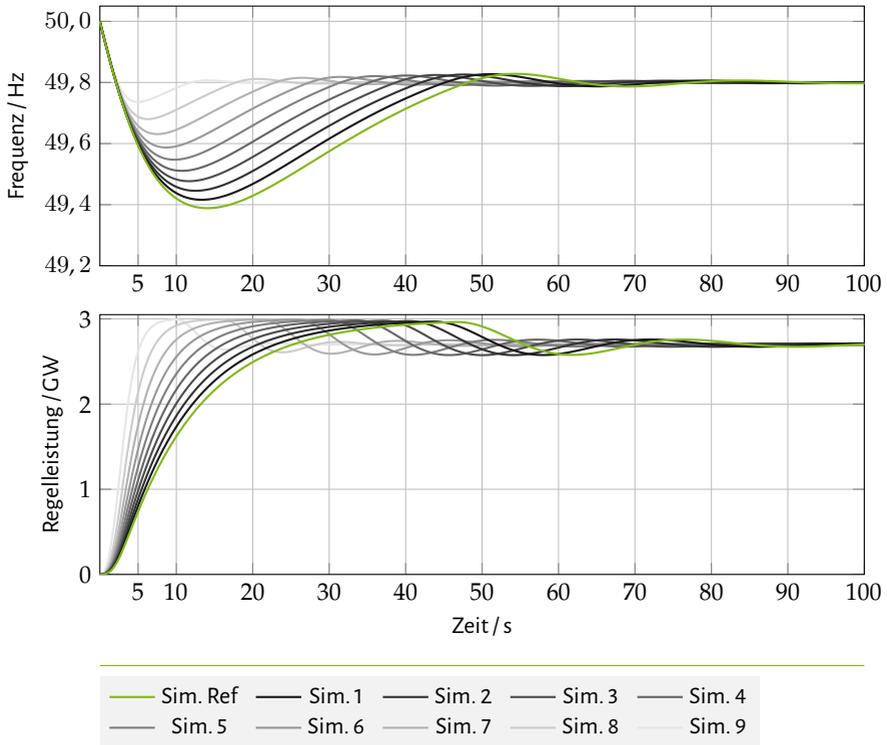


Abbildung 3.13: Simulationsergebnisse für Szenario RL-1A (Erhöhung der Kraftwerksdynamik)

Die Simulationsergebnisse zeigen insgesamt zehn Frequenz- und zehn Leistungsverläufe über einen Simulationszeitraum von 100 s. Die grünen Kurven kennzeichnen dabei das Referenzszenario nach Tabelle 3.1. Ausgehend von dieser Referenz wird die Zeitkonstante der Turbine  $T_T$  der konventionellen Kraftwerke schrittweise um 1 s reduziert. Die letzte Simulationdurchführung mit einer Zeitkonstanten von  $T_T = 1$  s ist in hellgrau dargestellt. Unmittelbar nach Simulationsstart sinkt die simulierte Netzfrequenz für jede Simulation, welche in der Grafik als *Sim.* abgekürzt sind. Für das Referenzszenario stellt sich zum Zeitpunkt  $t = 14,1$  s ein globales Minimum der Frequenz von  $f = 49,39$  Hz ein. Anschließend steigt die Frequenz wieder an, bis zu einem lokalen Maximum von 49,83 Hz zu einem Zeitpunkt von  $t = 54,4$  s. Während die Frequenz absinkt, steigt die Leistungsbereitstellung der Erzeugungsanlagen an. Ausgehend von den Referenzparametern ergibt sich dadurch eine maximale Leistungsbereitstellung von  $\Delta P_{\text{Gen}} = 2.964$  MW rund 46,6 s nach Simulationsbeginn. Zum Zeitpunkt  $t = 25,3$  s werden bereits 2.700 MW zur Verfügung

gestellt, welche nach Gleichung 3.6 ausreichend sind, damit sich eine quasi-stationäre Frequenzabweichung von  $|\Delta f| = 0,2 \text{ Hz}$  einstellt. Für eine Zeitkonstante von  $T_T = 1 \text{ s}$  beträgt das globale Minimum der Frequenz  $f = 49,71 \text{ Hz}$  zum Zeitpunkt  $t = 5 \text{ s}$ . Der anschließende Frequenzanstieg führt bei  $t = 14,2 \text{ s}$  zu einem lokalen Maximum von  $f = 49,81 \text{ Hz}$ . Die Leistung  $\Delta P_{\text{Gen}}$  steigt nach Simulationsstart stetig an und erreicht nach  $5,4 \text{ s}$  einen Wert von  $2.700 \text{ MW}$ . Das Maximum von  $2.993 \text{ MW}$  ist nach  $9,9 \text{ s}$  erreicht. Anschließend sinkt die Leistung auf ein lokales Minimum von  $2.640 \text{ MW}$  zum Zeitpunkt  $t = 16,5 \text{ s}$ . Für alle Simulationen ergeben sich quasi-stationäre Endwerte der Frequenz von  $f = 49,8 \text{ Hz}$  sowie der Leistung von  $\Delta P_{\text{Gen}} = 2.700 \text{ MW}$  (nach  $t = 75 \text{ s}$  für Referenzauslegung und  $t = 17 \text{ s}$  für  $T_T = 1 \text{ s}$ ). Dabei ist bei allen Simulationen ein ähnliches Verhalten zu den beschriebenen Verläufen zu beobachten. Je weiter  $T_T$  abnimmt, desto größer ist das Frequenzminimum und desto geringer sind die Frequenzpendelungen. Zudem tritt dieses Minimum zu einem früheren Zeitpunkt ein.

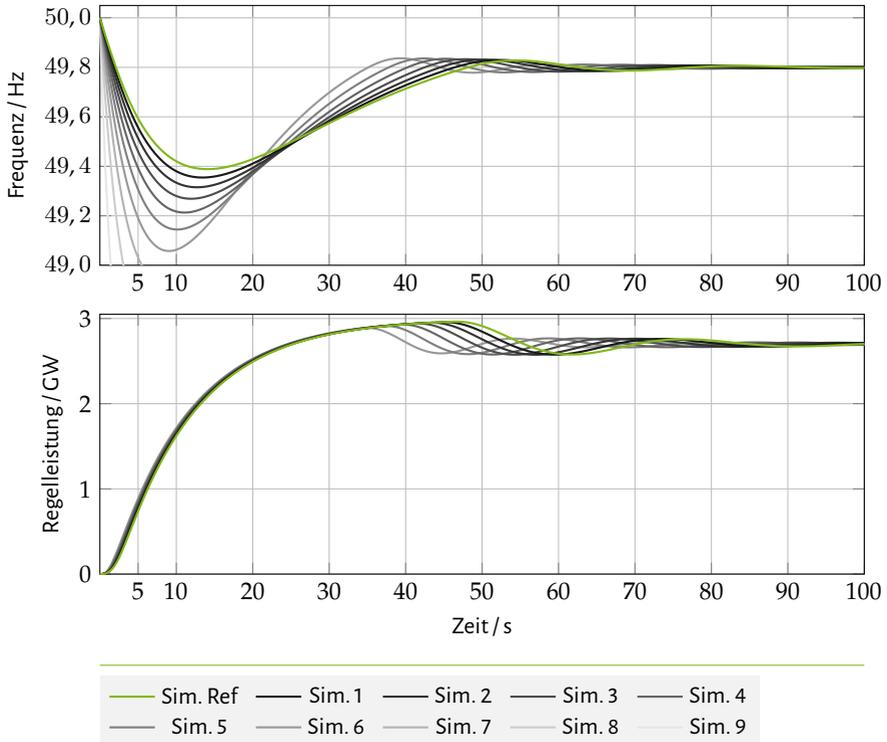


Abbildung 3.14: Simulationsergebnisse für Szenario RL-1B (Verringerung der Trägheit)

Die Ergebnisse für das Szenario RL-1B, siehe Abbildung 3.14, stellen zehn Frequenz- sowie Leistungsverläufe über eine Gesamtsimulationszeit von 100 s dar. Die Simulation mit der Auslegung nach den Referenzparametern sind grün gekennzeichnet, welche jeweils denselben Verlauf aufweisen wie in Szenario RL-1A, vgl. Abbildung 3.13. Für die hellgraue Kurve gilt ein Trägheitsmoment von  $J = 15.000 \text{ kgm}^2$  bzw. eine Rotationsenergie von  $E_{\text{rot}} \approx 20,6 \text{ MWh}$ . Unmittelbar nach Simulationsstart sinken die Frequenzverläufe ab zu einem globalen Minimum. Dabei erhöhen sich die Beträge der Frequenzgradienten mit sinkender Trägheit. Anschließend ist ein lokales Maximum mit einem leichten Überschwingen zu beobachten, bis sich letztlich eine quasi-stationäre Frequenz von  $f = 49,8 \text{ Hz}$  einstellt. Die Grafik ist bis zu einer Frequenz von  $49,0 \text{ Hz}$  beschränkt, da unterhalb dieser Frequenzschwelle unter Anderem ein Lastabwurf durchgeführt wird, welcher den Frequenzverlauf deutlich beeinflussen wird. Da dieser Schutzmechanismus an dieser Stelle nicht simuliert wird, werden nur diejenigen Frequenzverläufe dargestellt, welche oberhalb dieser Grenze liegen. Es ist zu erkennen, dass mit absinkender Trägheit das globale Frequenzminimum frühzeitiger eintritt sowie stetig absinkt, bis zu einem Minimum von  $f = 49,14 \text{ Hz}$  bei  $t = 10,1 \text{ s}$  für  $J = 6 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$  bzw.  $E_{\text{rot}} = 82,4 \text{ MWh}$ . Anschließend steigt die Frequenz für diesen Fall wieder an bis zu einem Maximum von  $49,84 \text{ Hz}$  bei  $t = 42,4 \text{ s}$ . Für die Leistungsbereitstellung durch die Generatoren ist zu erkennen, dass mit abnehmender Trägheit das Maximum frühzeitiger eintritt und absinkt. Bei  $E_{\text{rot}} = 82,4 \text{ MWh}$  tritt das Maximum zum Zeitpunkt  $t = 37,4 \text{ s}$  mit  $\Delta P_{\text{Gen}} = 2.913 \text{ MW}$  ein. Die notwendigen  $2.700 \text{ MW}$  werden bereits ab  $24,7 \text{ s}$  erreicht. Das darauffolgende lokale Minimum liegt bei  $\Delta P_{\text{Gen}} = 2.582 \text{ MW}$  und tritt rund  $48,2 \text{ s}$  nach Simulationsstart auf. Insgesamt kann festgehalten werden, dass der Betrags des Frequenzminimums mit abnehmender Trägheit des Netzes zunimmt. Zudem tritt das Frequenzminimum frühzeitiger ein. Auch können leicht erhöhte Oszillationen der Frequenz mit Abnahme der Trägheit beobachtet werden.

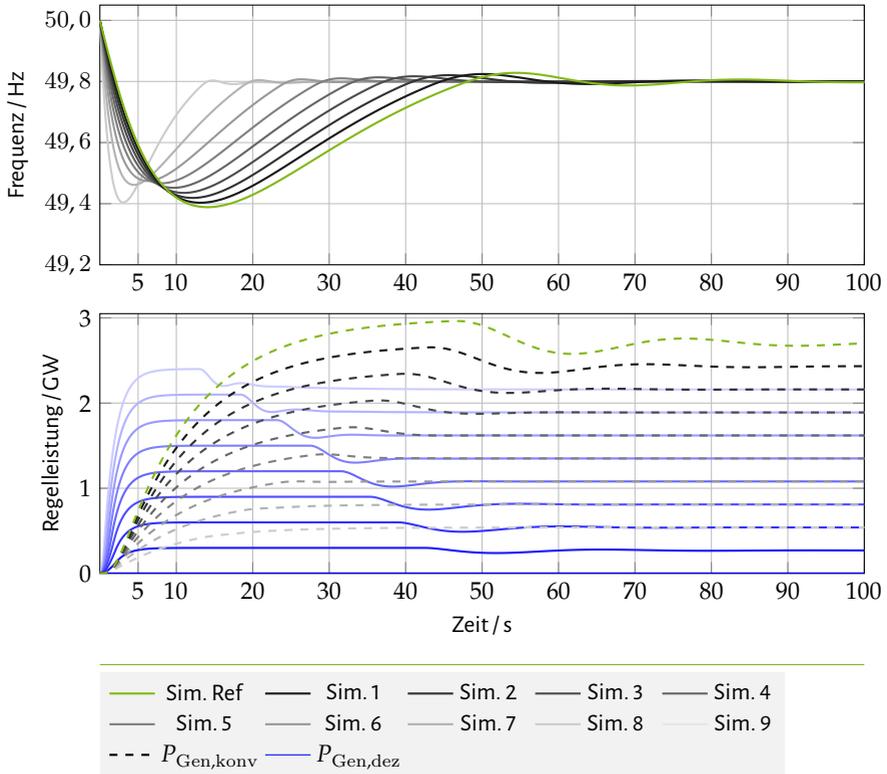


Abbildung 3.15: Simulationsergebnisse für Szenario RL-2 (Berücksichtigung der Einspeiseleistung von Speichersystemen (blau))

Abbildung 3.15 zeigt die Simulationsergebnisse zu Szenario RL-2. Insgesamt werden neun Simulationen durchgeführt, vgl. Tabelle 3.2. Neben den neun Frequenz- und Leistungsverläufen der Kraftwerke (gestrichelt) sind zudem noch die Leistungsverläufe der Speichersysteme aufgetragen (blau). Die Parameterauslegung des Referenzfalls ist grün gekennzeichnet. Die letzte Simulation durchführung, mit einem Verhältnis aus konventioneller und dezentraler von 20 : 80 Einspeisung, ist in hellgrau dargestellt. Es zeigt sich, dass mit zunehmenden Anteil dezentraler Erzeugung die Tiefpunkte der Frequenz ansteigen und frühzeitiger auftreten. Für Simulation 7 ergibt sich ein globales Minimum der Frequenz von 49,47 Hz zum Zeitpunkt  $t = 6,2$  s. Anschließend folgt ein leichtes Überschwingen, bis letztlich die quasi-stationäre Frequenz von  $f = 49,8$  Hz nach rund 28 s erreicht wird. Für die Simulationen 8 und 9 sinkt das globale Minimum wieder ab (49,46 Hz bzw.

49,4 Hz), tritt dennoch frühzeitiger ein ( $t = 4,5$  s bzw.  $t = 3$  s). In dem unteren Graphen ist zu erkennen, dass mit erhöhtem Anteil an dezentralen Anlagen die Maxima sowie der stationäre Endwert ansteigen (blau bis hellblau) bzw. für die konventionellen Kraftwerke sinken (grün bis hellgrau). Für die siebte Simulation ist die maximale Regelleistungsbereitstellung durch dezentralen Anlagen auf 1.800 MW und für die konventionellen Kraftwerke auf 1.200 MW begrenzt. Die Speichersysteme nehmen nach 3,12 s rund 90 % dieses Wertes an und nach 4,1 s wird das Maximum erreicht. Die konventionellen Kraftwerke weisen ein globales Maximum von 1081 MW zum Zeitpunkt  $t = 25,9$  s ein. Für die letzte Simulation tritt das globale Maximum der Speicherleistung von 2.400 MW nach 10,4 s ein, wobei 90 % des Maximums bereits nach 3,8 s erreicht werden. Anschließend ist zum Zeitpunkt von  $t = 13,5$  s ein Leistungseinbruch zu erkennen, bis nach leichten Schwingungen ein stationärer Endwert von 2.160 MW erreicht wird. Die konventionellen Kraftwerke erreichen dabei eine maximale Leistung von 540 MW nach rund 70 s und weisen kein Überschwingen auf. Dieses Maximum ist gleichzeitig der stationäre Endwert.

Die in Abbildung 3.16 dargestellten Ergebnisse zeigen zwei Frequenzverläufe, welche die resultierende Netzfrequenz mit der Proportionalregelung (schwarz) und hybriden Regelung (grün) des Speichersystems zeigen. Der mittlere Graph zeigt die unlimitierte (grün) sowie limitierte (rot gestrichelt) Stellwerte und die Leistungsbereitstellung konventionellen Kraftwerks (grau) sowie des Speichersystems (orange) unter Einsatz einer Proportionalregelung des Speichersystems. Der untere Graph zeigt die Leistungsverläufe für die hybride Regelung, wobei der rote Verlauf den unlimitierten Stellwert der Differentialregelung und blau den unlimitierten Stellwert der Integralregelung darstellt. Der resultierende Stellwert für das Speichersystem (rot gestrichelt) ergibt sich aus der Summe der drei Stellwerte für die P-, D- sowie I-Regelung, wobei dieser auf den Maximalwert von 1.800 MW limitiert ist, vgl. Tabelle 3.2. Für den schwarz dargestellten Frequenzverlauf ist nach Simulationsstart ein Einbruch bis zu einem Frequenzminimum von  $f = 49,69$  Hz nach 3,6 s zu verzeichnen. Anschließend steigt die Frequenz wieder an, bis zu einem lokalen Maximum von 49,86 Hz zum Zeitpunkt  $t = 11,1$  s. Nach einem leichten Unterschwingen stellt sich nach rund 22 s ein quasi-stationärer Endwert von 49,85 Hz ein. Der Frequenzverlauf für die hybride Regelung weist 3,7 s nach Simulationsstart ein globales Minimum von 49,76 Hz auf. Anschließend steigt die Frequenz bis zu einem Wert von 49,85 Hz nach 23 s an und wird für 10,5 s konstant gehalten. Danach steigt die Frequenz weiter an bis zu einem lokalen Maximum von 49,95 Hz zum Zeitpunkt  $t = 78,5$  Hz. Nach rund 100 s stellt sich ein quasi-stationärer Endwert von 94,94 Hz ein. Für die Proportionalregelung ist zu erkennen, dass unmittelbar nach Simulationsstart der Stellwert ansteigt (grüner Verlauf), wobei dieser letztlich zum Zeitpunkt  $t = 1,5$  s auf 1.800 MW limitiert wird (gestrichelter Verlauf). Nach 7,3 s sinkt der Stellwert wieder ab bis zu einem lokalen Minimum von 1.173 MW zum Zeitpunkt  $t = 11,1$  s.

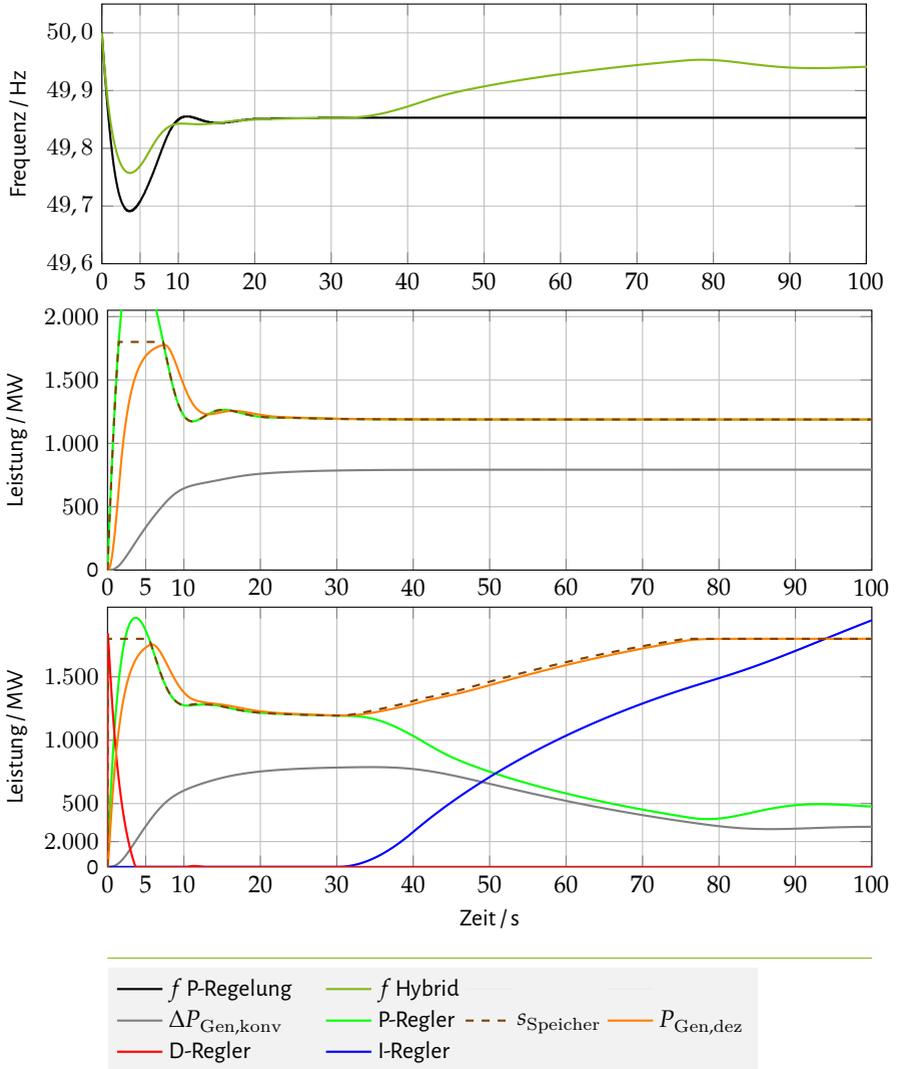


Abbildung 3.16: Frequenzgänge (Graph oben) und Leistungsverläufe mit einer Proportionalregelung (Graph Mitte) und einer hybriden Regelung (Graph unten)

Der stationäre Endwert von 1.188 MW stellt sich nach rund 30 s ein. Die tatsächliche Leistung des Speichersystems steigt bis zu einem Maximum von 1.777 MW zum Zeitpunkt  $t = 7,4$  s an. Anschließend sinkt der Leistungsverlauf ab, bis sich nach leichten Schwingungen ein stationärer Endwert von 1.188 MW nach rund 40 s einstellt. Das konventionelle Kraftwerk weist ebenfalls eine Leistungssteigerung ab Simulationsstart an. Dabei sind keine Überschwingungen zu beobachten. Vielmehr steigt die Kurve in einem ungleichmäßigen Verlauf bis zu einem Endwert von 790 MW nach rund 35 s. Für die hybride Regelung erreicht der Differentialstellwert sowie der Stellwert des Speichers bereits unmittelbar nach Simulationsbeginn den Maximalwert, wobei der Differentialanteil (rote Linie) ein Maximum von 1.841 MW erreicht. Anschließend nimmt der Differentialstellwert stetig ab, bis er schließlich nach 3,68 s auf Null fällt. Nach 5,48 s nimmt der Stellwert des Speichers (gestrichelte Linie) wieder ab und ist mit leichten Schwingungen versehen. Zum Zeitpunkt  $t = 30$  s steigt der Integralanteil an bis zu einem dargestellten Maximum von 3.103 MW. Gleichzeitig steigt der Stellwert des Speichers wieder auf das Maximum ( $t = 75$  s), wohingegen der P-Anteil abnimmt bis zu einem lokalen Minimum von 377 MW zum Zeitpunkt  $t = 78,5$  s. Anschließend steigt der P-Anteil wieder an und weist leichte Schwingungen auf. Der Kraftwerksverlauf nimmt nach Simulationsbeginn zu, bis zu einem globalen Maximum von 788 MW bei  $t = 34,5$  s. Nach diesem Maximum sinkt die Leistung wieder ab bis zu einem lokalen Minimum von 298 MW zum Zeitpunkt  $t = 86,7$  s. Danach ist ein leichter Anstieg bis zum Ende der Simulationszeit zu erkennen.

#### 3.2.4 Auswertung und Diskussion der Simulationsergebnisse

Im vorherigen Abschnitt werden Szenarien definiert und unterschiedliche Simulationen durchgeführt. In diesem Abschnitt werden die Simulationsergebnisse ausgewertet und diskutiert.

In **Szenario RL-1A** wird gezeigt, welchen Einfluss eine veränderte Kraftwerksdynamik, durch eine Variation von  $T_T$ , auf die Frequenz ausübt. Je höher die Kraftwerksdynamik ausfällt, desto schneller kann das Kraftwerk auf die Frequenzabweichung reagieren und dementsprechend innerhalb kürzester Zeit Leistung bereitstellen. Dies macht sich insbesondere durch die Gradienten der Leistungsverläufe bemerkbar, welche mit steigender Dynamik zunehmen. Durch die erhöhte Reaktionszeit kann das Frequenzminimum angehoben werden, was einen positiven Einfluss auf das Netz ausübt, da frequenzkritische Situationen vermieden werden können. Zudem zeigt sich, dass eine erhöhte Zeitkonstante zu einem geringeren Überschwingen in der Frequenz führt. In Gleichung 3.6 wird errechnet, dass eine maximale Leistungsbereitstellung von 2.700 MW ausreicht, um eine quasi-stationäre Frequenzabweichung von 0,2 Hz zu gewährleisten. Durch die Erhöhung dieses Wertes auf 3.000 MW nach [39] stellen die Kraftwerke zunächst mehr Leistung bereit, als

notwendig. Dies führt dazu, dass die Leistung, nachdem die Frequenzschwelle von 49,8 Hz wieder überschritten wird, wieder abnimmt bis zu dem Endwert von 2.700 MW. Durch diesen erhöhten Grenzwert kann jedoch gewährleistet werden, dass die Frequenz nach dem Einbruch schneller wieder ansteigt und somit stabilisiert werden kann, ohne die Primärregelstatik anzupassen.

Eine Reduktion der Trägheit des Systems hat nach **Szenario RL-1B** einen negativen Einfluss auf die Netzfrequenz. Durch die resultierende erhöhte Dynamik des Systems steigt der Frequenzgradient zu Simulationsbeginn deutlich an. Dies führt dazu, dass die Kraftwerke nicht schnell genug auf den Einbruch reagieren können und somit höhere Frequenzabweichungen entstehen. Es zeigt sich, dass die Leistungsverläufe der Kraftwerke zunächst für alle Simulationen identisch sind, was durch die begrenzte Kraftwerksdynamik zu begründen ist. Die erhöhte Systemdynamik führt nicht nur zu einer erhöhten Frequenzabweichung in einem kürzeren Zeitrahmen, sondern ebenfalls zu erhöhten Überschwingungen der Frequenz. Ursache hierfür ist ebenfalls das verzögerte Reaktionsvermögen der Kraftwerke, welche die Leistung mit einer hohen Verzögerung anpassen. Die Frequenzverläufe machen deutlich, dass das Frequenzminimum mit verringerter Systemträgheit nicht-linear abnimmt, was schon bei minimalen Trägheitsreduktionen zu hohen Frequenzeinbrüchen führen kann. Wie in Szenario RL-1A gezeigt, kann eine erhöhte Kraftwerksdynamik das Reaktionsvermögen der Kraftwerke deutlich verbessern. Es ist anzunehmen, dass eine erhöhte Kraftwerksdynamik bei gleichzeitiger Abnahme der Trägheit des Systems zu einer Verbesserung der Systemzustände führen kann.

Welchen Einfluss eine erhöhte Reaktionsgeschwindigkeit durch Speichersysteme neben trägen konventionellen Kraftwerken auf die Netzfrequenz ausüben, wird in **Szenario RL-2** untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass einer Verringerung der Systemträgheit bei gleichzeitiger erhöhter Teilnahme der Speichersysteme an der Primärregelleistungsreserve nicht wie in Szenario RL-1B zu einer Verschlechterung sondern zu einer Verbesserung der Frequenzverläufe führen kann. Denn durch die erhöhte Integration an dezentralen Anlagen, kann die Gesamtreaktionszeit der Erzeuger gesteigert werden, was in Summe zu einer schnelleren Frequenzregelung führt, vgl. Szenario RL-1A. Hierbei sei darauf hingewiesen, dass in den Simulationen davon ausgegangen wird, dass die Leistung durch dezentrale Anlagen zum Abrufzeitpunkt tatsächlich zur Verfügung steht. Volatilitäten in der Erzeugung werden nicht berücksichtigt. Folglich nehmen die maximalen Frequenzabweichungen ab und Überschwingungen in der Frequenz können weitestgehend vermieden werden. Auch nehmen die Leistungsschwankungen der konventionellen Kraftwerke mit erhöhter Integration an dezentralen Anlagen ab, da diese nicht mehr den Großteil der Leistung zur Verfügung stellen müssen und somit bei Erreichen der Maximalwerte die dezentralen Anlagen bereits für einen nennenswerten und konstanten Ausgleich gesorgt haben. Dennoch zeigt sich, dass insbesondere in den letzten beiden Simulationen 8 und 9 die maximale Frequenzabweichung wie-

der deutlich zunimmt. Auch die Frequenzpendelungen im Anschluss nehmen wieder zu. Dies ist dadurch zu begründen, dass in diesen Fällen selbst die Speichersysteme mit ihrer Reaktionszeit nicht ausreichend schnell regeln können, um diesen Frequenzeinbruch gänzlich zu beherrschen. Demnach müsste, wie bereits in Szenario RL-1A gezeigt, die Dynamik der Speichersysteme weiter erhöht werden, um diesen Einbruch zu vermeiden. Die Frequenzeinbrüche durch eine verminderte Trägheit des Systems kann folglich nur dann vermindert werden, wenn die Reaktionsgeschwindigkeit der Erzeugungsanlagen bzgl. der Bereitstellung von Primärregelleistung in einem entsprechenden Verhältnis erhöht wird.

**Szenario RL-3** zeigt, welchen Einfluss die hybride Regelung auf die Netzfrequenz ausübt, wenn von einer Verteilung der Primärregelleistungsbereitstellung von 60 % durch dezentrale und 40 % durch träge Kraftwerke ausgegangen wird. Dabei ist zu beachten, dass der Lastsprung zu Beginn der Simulation auf 2.700 MW reduziert ist. Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere durch den Differentialanteil das Frequenzminimum angehoben werden kann, trotz gleichbleibender Speicherdynamik. Denn bereits nach kürzester Zeit steigt der Stellwert des Speichersystems auf das Maximum, sodass die Leistungszunahme gegenüber der Proportionalregelung schneller zunimmt. Gleichzeitig kann, durch die erhöhte Regelleistungsbereitstellung innerhalb der ersten Sekunden, ein Überschwingen der Frequenz weitestgehend vermieden werden. Dies zeigt deutlich, dass ein schneller Leistungsausgleich zu Beginn einer Störung positive Einflüsse auf das Frequenzverhalten ausübt. Dennoch ist zu berücksichtigen, dass eine schnelle Regelung eines Speichersystems die Lebenszeit des Speichersystems gegenüber einer langsameren Regelung stark beeinträchtigen kann [88]. Nachdem der Differentialanteil auf Null absinkt, übernimmt ausschließlich der P-Anteil die Speicherregelung, sodass der Stellwert identisch zu dem Verlauf des P-Reglers ist. Durch die Ausregelung der Netzfrequenz auf einen stationären Wert, steigt nach und nach der Integralanteil der Regelung an und sorgt damit zu einem Leistungsanstieg sowie einem Frequenzanstieg. Dies führt dazu, dass der Proportionalanteil abnimmt. Gleichzeitig kann, durch die Erhöhte Regelleistungsbereitstellung des Speichersystems, der Leistungsanteil der Kraftwerke abnehmen, vgl. Gleichung 3.7. Damit steigt der Stellwert des Speichersystems wieder auf sein Maximum an. Durch den langsamen Anstieg des Stellwerts kann das Speichersystem mit seiner Dynamik gut folgen, sodass die Ausspeisung näherungsweise identisch zu dem Stellwert verläuft. Im Vergleich zu der Proportionalregelung ist ein deutlich positiverer Einfluss auf die Netzfrequenz durch die hybride Regelung zu beobachten, da sowohl die maximalen Frequenzabweichungen abnehmen, Schwingungen reduziert werden und die Frequenz einen höheren Endwert erreicht. Die Erhöhung der Leistung des Speichersystems durch den Integralanteil führt zwar zu einer zusätzlichen Belastung des Speichers, jedoch sorgt der langsame Anstieg für eine gleichzeitige Schonung der Zellen gegenüber einer schnellen Regelung.

### 3.3 Hardwareversuch

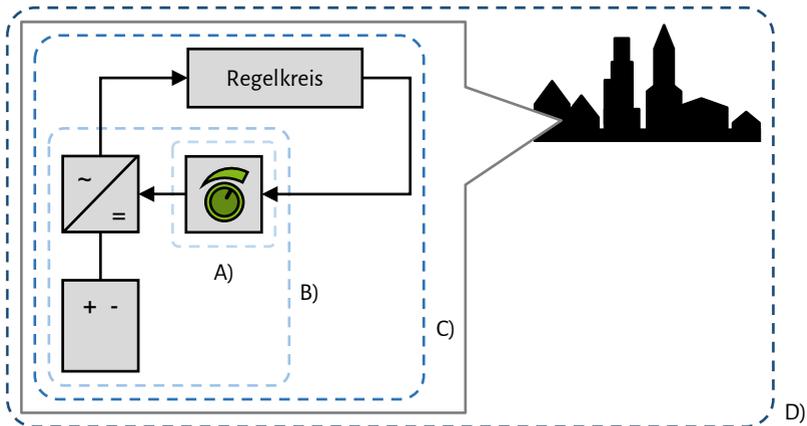
Nachdem die Simulationen durchgeführt und dadurch die Konzepte in der Theorie erprobt sind, soll eine Machbarkeitsanalyse in der Praxis erfolgen. Hierzu wird ein reales Energiespeichersystem verwendet und die Regelmöglichkeiten mit einem modularen Speichercontroller analysiert. Im Fokus stehen dabei das Reaktionsvermögen des Speichers sowie die Zuverlässigkeit der entwickelten Algorithmen. Hierbei wird das Verhalten eines Energiespeichersystems analysiert, welches speziell für PV-Anlagen niedriger Leistungen entwickelt wurde [160, 161]. Dahingehend ist dieses Speichersystem insbesondere für Haushalte geeignet, welche über eine PV-Anlage verfügen und den erzeugten Strom zwischenspeichern möchten. Die Daten des Speichersystems sind in Tabelle 3.3 zusammengetragen.

Tabelle 3.3: Technische Details des untersuchten Energiespeichersystems

Systemkomponente	Beschreibung	Spezifikation
Speicher	Speichertechnologie	Lithium-Ion
	Anzahl Zellen	8
	Gesamtenergiegehalt	9,6 kWh
	Maximale Ausgangsleistung Speicher	4,9 kW
	Nennspannung	410 V
Wechselrichter	Maximale PV Leistung	6,6 kW
	Maximale Eingangsspannung	950 V
	Maximum Power Point (MPP) Spannung	850 V
	Maximaler Eingangsstrom	12 A
Weitere Module	Schnittstelle für Steuersignale	Modbus RTU

Die Hardwareversuche sollen zeigen, inwieweit dezentrale Anlagen gesteuert bzw. geregelt werden können, um somit die Frequenz im Bedarfsfall zu stützen. Hierbei sei anzumerken, dass insbesondere der Wechselrichter für die Steuerung der Wirkleistungseinspeisung zuständig ist. Im Falle eines Batteriespeichersystems ist es üblich, dass eine Kommunikation zwischen dem Wechselrichter und dem Batteriemanagementsystem existiert. Nur nach Freigabe durch das Managementsystem ist es dem Wechselrichter erlaubt einen Lade- oder Entladevorgang durchzuführen. Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen soll jedoch keine eigene Regellogik auf dem Wechselrichter implementiert werden, sondern durch einen externen Regler, vgl. Abbildung 3.1. Die Idee ist dabei, dass ein externer Regler über eine Kommunikationsanbindung mit dem Wechselrichter der entsprechenden Anlage verbunden ist und Stellwerte an diesen überträgt. Dies hat meh-

riere nennenswerte Vorteile. Zum einen muss nicht auf die interne Regelung zugegriffen bzw. die Firmware des Wechselrichters offen gelegt werden, was insbesondere vor dem Hintergrund der vielen proprietären Systeme auf dem Markt von besonderer Bedeutung ist. Weiterhin können bereits existierende Systeme nachgerüstet werden, falls diese über eine Kommunikationsschnittstelle verfügen, die Leistungs- oder Stromstellwerte entgegennimmt. Das verwendete Energiespeichersystem verfügt unter anderem über eine serielle Modbus Schnittstelle. Über diese Schnittstelle können sowohl DC-Stromstellwerte, als auch Statusabfragen kommuniziert werden. Die nachfolgenden Abschnitte gliedern sich nach Abbildung 3.17.



- |  |                                    |
|--|------------------------------------|
| A) Entwicklung eines Speichercontrollers | C) Hardware-in-the-Loop Simulation |
| B) Steuerung des Speichersystems         | D) Durchführung eines Feldversuchs |

Abbildung 3.17: Untersuchungsstadien zur Regelung eines Energiespeichersystems mit einem Speichercontroller

Zunächst wird die Entwicklung eines Speichercontrollers beschrieben, welcher die Steuerung von Speichersystemen übernehmen soll (A). Anschließend wird die Performanz des Speichers sowie Speichercontrollers untersucht, indem Steuersignale an den Wechselrichter gesendet und die Wirkleistung am Netzübergabepunkt gemessen wird (B). Im nächsten Schritt werden mithilfe eines Echtzeitsimulators Hardware-in-the-Loop Simulationen durchgeführt (C). Diese Simulationen integrieren das Speicherverhalten in ein Simulationsmodell, welches das dynamische Frequenzverhalten abbildet, vgl. Abschnitt 3.2. Zuletzt wird ein Feldversuch beschrieben, bei dem der Speicher in einem realen Verteilnetz installiert und getestet wird (D).

### 3.3.1 Entwicklung eines Speichercontrollers

Der Speichercontroller stellt ein externes Modul dar, welches in der Lage ist, bestehende Anlagen zu steuern. Dabei muss die Anlage über eine externe Schnittstelle verfügen, um entsprechende Stellwerte für die Wirkleistungseinspeisung oder -Aufnahme zu verarbeiten sowie umzusetzen. Die Entwicklung des Speichercontrollers orientiert sich an der Steuerung des Speichersystems aus Tabelle 3.3. Für die Kommunikation wird das Modbus RTU Protokoll genutzt, vgl. Abschnitt 2.4. Somit ist es möglich verschiedene Statusabfragen durchzuführen, wie beispielsweise die Abfrage der anliegenden Spannung oder den Ladezustand. Zudem können Stellwerte vorgegeben werden, wie den Gleichstrom zur Ladung oder Entladung des Speichersystems. Der Speichercontroller wird so entwickelt, dass neben der Kommunikation mit dem Wechselrichter noch weitere Schnittstellen vorhanden sind, vgl. Abbildung 3.18.

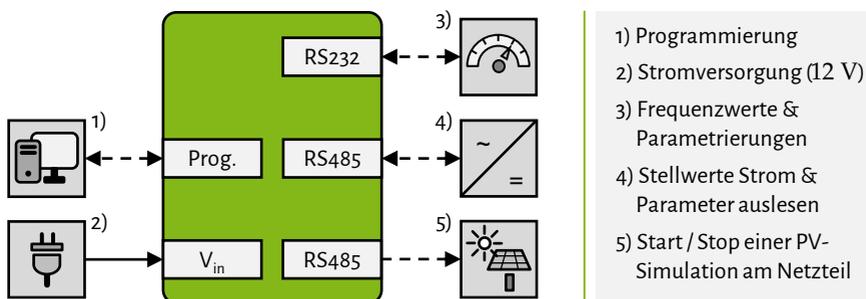


Abbildung 3.18: Schematische Darstellung der Schnittstellen des Speichercontrollers

Die Recheneinheit des Speichercontrollers soll weder über ein Betriebssystem noch über weitere Softwaremodule verfügen. Dies hat den Vorteil, dass die komplette Rechenkapazität für den Regelalgorithmus aufgewendet wird. Für den Prototypen wird ein handelsüblicher Mikrocontroller verwendet, welcher mit einem leistungsfähigen Prozessor ausgestattet ist. Um die Regellogik auf dem Controller zu programmieren, wird der Programmierport genutzt (1). Hierfür wird die Programmiersprache C genutzt. Die Stromversorgung erfolgt über eine 12 V Gleichspannungsquelle (2). Insgesamt verfügt der Mikrocontroller über drei serielle Schnittstellen. Um die notwendigen Kommunikationspegel für die Schnittstellen zu realisieren, werden entsprechende Pegelwandler eingesetzt. Insgesamt wurden zwei RS485- und eine RS232-Schnittstelle realisiert. Die RS232-Schnittstelle ist dabei für die Frequenzmessung reserviert (3). In den durchgeführten Versuchen wird ein Unterfrequenzrelais als Messgerät genutzt, welches in Abschnitt 4.3 näher beschrieben ist. Die Frequenzwerte werden dabei als ASCII-Zeichen von dem Relais versendet. Zudem können über diese Schnittstelle Parametrierungen angenommen werden. Ob es sich bei den

empfangenen Werten um einen Frequenzmesswert oder eine Parametrierung handelt, erkennt der Speichercontroller automatisch. Eine RS485-Schnittstelle ist für die Kommunikation mit dem Wechselrichter reserviert (4). Dabei sind die Registerzuweisungen des Wechselrichters auf dem Mikrocontroller hinterlegt, um entsprechende Modbus-Telegramme zu erzeugen. Da es sich bei RS485 um eine unidirektionale Kommunikationsschnittstelle handelt, befindet sich der Controller im Normalbetrieb im Empfängermodus. Für den Versand von Nachrichten wechselt der Controller kurzzeitig in den Sendemodus. Anschließend wird ein Bestätigungstelegramm des Wechselrichters erwartet. Für die Untersuchungen wurde ein PV-Wechselrichter verwendet. Hierzu wird ein Labornetzteil in den Versuchen integriert, welches mit dem Wechselrichter verbunden werden kann und ein PV-Panel simuliert. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund notwendig, da die interne Regelung des Wechselrichters eine Spannung an den PV-Eingängen anliegen haben muss, um eine Ausgleichsladung der Speicherzellen durchzuführen. Dahingehend wird die zweite RS485-Schnittstelle des Speichercontrollers für dieses Netzteil reserviert, um beispielsweise eine PV-Kennlinie zu hinterlegen und eine Simulation zu starten (5).

Um eine breite Anwendbarkeit des Speichercontrollers zu gewährleisten, wird dieser in ein Hut-schienengehäuse eingebaut, welches insbesondere im Elektronikbereich häufig verbaut wird. Daher kann davon ausgegangen werden, dass eine einfache Installation an verschiedensten Schalt-schränken möglich ist. Eine Skizze des Speichercontrollers ist in Abbildung 3.19 dargestellt.

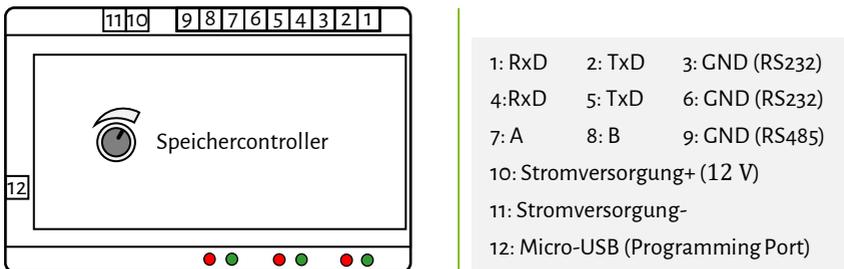


Abbildung 3.19: Skizze des Speichercontrollers mit der Anschlussbelegung

Für die Überprüfung der Datenverbindungen werden sechs LED's verbaut. Dabei stehen jeweils zwei LED's für eine Schnittstelle und zeigen an, ob Daten gesendet (rot) oder empfangen (grün) werden. Dies ermöglicht dem Anwender eine Sichtkontrolle vor Ort, um den Betrieb des Controllers zu überprüfen.

In den nachfolgenden Untersuchungen soll der Speichercontroller zwei Hauptaufgaben übernehmen:

- Unter- und Überfrequenzregelung,
- Lademanagement zur Sicherstellung von ausreichend Reserven.

Die Unter- und Überfrequenzregelung soll sicherstellen, dass bei niedrigen Frequenzen Wirkleistung in das Netz eingespeist wird, wohingegen bei Überfrequenzen Wirkleistung aufgenommen werden soll. Die Leistungsmengen sollen dabei abhängig von der Frequenz in einem Algorithmus berücksichtigt werden. Um die notwendigen Reserven für spontane Regeleingriffe bereitzuhalten und gleichzeitig ein nutzerfreundliches Verhalten für den Endanwender sicherzustellen, wird zudem ein Lademanagement auf dem Controller implementiert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Endnutzer, beispielsweise ein privater Haushalt, nicht in der eigenen Nutzung des Speichers eingeschränkt wird. Die Implementierung beider Strategien auf dem Speichercontroller werden im Folgenden näher erläutert.

### 3.3.1.1 Frequenzregelung durch den Speichercontroller

Eine Frequenzregelung durch den Speichercontroller bedeutet, dass anhand von gemessenen Frequenzwerten ein Steuersignal an das verknüpfte Energiespeichersystem gesendet wird. Die Entladeleistung soll das Netz stützen, sodass nach einem Lastereignis im Netz hohe Frequenzabweichungen oder Oszillationen der Netzfrequenz vermieden werden. Wie bereits in Abschnitt 3.3.1 erläutert, werden die Frequenzwerte über eine serielle Kommunikationsleitung empfangen und können entsprechend ausgewertet werden. So können aktuelle Frequenzwerte  $f$  oder Frequenzänderungen  $\Delta f$  für die Regelung berücksichtigt werden, um beispielsweise Grenzwertverletzungen zu identifizieren und Regeleingriffe einzuleiten. Neben der Frequenz kann zudem noch die zeitliche Komponente  $t$  in der Regelung mit berücksichtigt werden, vgl. Abbildung 3.3. So kann sich beispielsweise die parametrisierte Regelung zu bestimmten Zeiten  $t$  automatisch anpassen. Dies ist hilfreich, falls ein vorhersehbares Frequenzereignis für eine Dauer von  $\Delta t$  ansteht, vgl. Abschnitt 2.1.2. Eine Kombination der beiden Parameter  $t$  und  $f$  ergibt zudem die Möglichkeit einer Berücksichtigung der Frequenz über die Zeit mit  $\frac{\Delta f}{\Delta t}$  sowie  $\int f dt$ , vgl. Abbildung 3.3. Dadurch können neben einfachen Proportionalregelungen auch Gradienten- sowie Integralregler realisiert sowie miteinander kombiniert werden.

Die in Abschnitt 3.1.3 vorgestellten Methoden einer Proportionalregelung und einer hybriden Regelung werden in der Programmiersprache C auf dem verwendeten Mikrocontroller implementiert. Im Gegensatz zu den Simulationsdurchführungen aus Abschnitt 3.2 ist insbesondere zu berücksichtigen, dass hier keine Differentialglieder genutzt werden können, um beispielsweise eine

Gradientenregelung zu realisieren. Um eine Frequenzgradientenregelung umzusetzen, müssen mehrere Frequenzmesswerte miteinander verglichen werden. Im Grunde besteht eine Frequenzgradientenregelung aus einem Differentialglied mit einem Verstärkungsfaktor  $K_D$ :

$$\Delta P_{\text{Gen}} = K_D \cdot \dot{f} = K_D \cdot \frac{df}{dt}. \quad (3.9)$$

Die Berechnung von  $\frac{df}{dt}$  durch einen Controller mit einer begrenzten Rechenkapazität kann problematisch sein. Dahingehend muss ein Kompromiss eingegangen werden, indem periodisch eine Frequenzabweichung  $\Delta f$  innerhalb eines Zeitfensters  $\Delta t$  bestimmt wird:

$$\Delta P_{\text{Gen}} = K_D \cdot \frac{\Delta f}{\Delta t}. \quad (3.10)$$

Wie der Faktor  $\frac{\Delta f}{\Delta t}$  ausfällt, hängt von dem Reaktionsvermögen des Controllers und der Frequenzmessung ab. Dabei sind grundlegend zwei Herangehensweisen denkbar:

- zeitbasiert und
- frequenzbasiert.

Wird der Frequenzgradient zeitbasiert bestimmt, so bedeutet dies, dass in festen Zeitabständen  $\Delta t = \text{konst.}$  die Frequenzmesswerte miteinander verglichen werden. Aus diesen Frequenzwerten werden jeweils die Differenzen gebildet und nach der Gleichung

$$\Delta P_{\text{Gen}} = \frac{f(t_2) - f(t_1)}{t_2 - t_1} \quad (3.11)$$

durch das Zeitintervall geteilt. Das bedeutet, dass in diesem Fall die  $t$  der Trigger zur Bestimmung des Gradienten ist. Wird das Zeitintervall sehr gering gewählt, so ergeben sich häufige Regeleinriffe durch Messungenauigkeiten. Die Wahl eines größeren Zeitintervalls hat jedoch den Nachteil, dass hohe Frequenzeinbrüche zu spät registriert werden könnten.

Bei der frequenzbasierten Methode wird ein Frequenzgradient berechnet, wenn eine definierte Frequenzabweichung  $\Delta f = \text{konst.}$  erkannt wird. Dabei wird ein Frequenzwert abgespeichert und mit allen folgenden Frequenzmesswerten verglichen. Übersteigt die Differenz einen definierten Wert, so werden die Zeitpunkte der jeweiligen Messwerte herangezogen, um den Gradienten nach der Gleichung

$$\Delta P_{\text{Gen}} = \frac{f_2 - f_1}{t(f_2) - t(f_1)} \quad (3.12)$$

zu bestimmen. Der Vorteil dieser Methode ist die schnelle Reaktionszeit bei hohen Frequenzeinbrüchen, da diese frühzeitig erkannt werden. Je nachdem wie die Abweichung  $\Delta f = \text{konst.}$  di-

mensioniert wird, kann dies jedoch dazu führen, dass auf Hoch- und Tiefpunkte nicht ausreichend reagiert wird.

Aufgrund der genannten Vor- und Nachteile wird eine Kombination aus beiden Methoden auf dem Speichercontroller implementiert. Hierzu werden beide Anteile regelmäßig berechnet, woraus letztlich eine Frequenzabweichung von

$$\Delta f_{\text{resultierend}} = 0,6 \cdot \Delta f_{\text{frequenzbasiert}} + 0,4 \cdot \Delta f_{\text{zeitbasiert}} \quad (3.13)$$

berechnet. Die Anteile der jeweiligen Methoden werden in Versuchsdurchführungen empirisch ermittelt, da sie das beste Ergebnisse liefern.

In jedem Durchlauf des Algorithmus wird ein neuer Stromstellwert berechnet. Um die Batterie jedoch vor zu häufigen Regeleingriffen zu schonen, wird nur dann ein neuer Stellwert gesendet, wenn er sich um mind. 500 mA vom vorherigen unterscheidet. Die Abweichung von 500 mA wird im Hinblick auf die netzdienliche Funktionalität gewählt. Größere Differenzen verringern sowohl die Reaktionsschnelligkeit als auch Genauigkeit der Regelung. Kleinere Abstände wiederum führen durch die erhöhte Anzahl der neu gesendeten Stromstellwerte zu einer Belastung der Batterie.

### 3.3.1.2 Lademanagement durch den Speichercontroller

Die Umsetzung einer Frequenzregelung durch ein Speichersystem führt zu häufigen Lade- und Entladeprozessen, sodass sich der Ladezustand häufig ändern wird. Zu niedrige Ladezustände können zu einer Belastung der Speicherzellen führen, was sich stark auf die Lebenszeit ausüben kann. Zudem bieten niedrige Ladezustände nicht ausreichende Reserven für die Bereitstellung von positiver Regelernergie. Ist der Ladezustand zu hoch, wird die Bereitstellung von negativer Regelernergie limitiert. Bei hohen Ladezuständen wird zudem häufig der Strom durch das Batteriemanagementsystem begrenzt, um die Speicherzellen zu schonen. Demnach ist es sinnvoll ein entsprechendes Lademanagement auf dem Speichercontroller zu implementieren, falls das Speichersystem über keine geeignete Regelung verfügt, vgl. Abbildung 3.5. Um den Ladezustand zu überwachen, fragt der Speichercontroller in einem festen Zeitintervall von  $\Delta t = 120 \text{ s}$  den Zustand ab. Befindet sich der empfangene Wert unterhalb einer definierten Grenze  $SOC_{\text{min}}$ , so sendet der Controller einen Ladestrom an den Wechselrichter, um einen Ladeprozess zu starten. Wird eine parametrisierte obere Grenze  $SOC_{\text{max}}$  überschritten, so wird ein Entladeprozess angestoßen. Für die beschriebenen Grenzen werden folgende Werte gewählt:

- $SOC_{\min} = 60\%$
- $SOC_{\max} = 90\%$

Für das verwendete Speichersystem (vgl. Tabelle 3.3) stellen diese Grenzwerte laut Herstellerangaben einen guten Kompromiss zwischen Regelreserve und Schonung der Batterie dar. Das Speichersystem kann einen maximalen Lade- bzw. Entladestrom (Gleichstrom) von  $I = \pm 12\text{ A}$  aufbringen. Da diese Ströme zu einer hohen Belastung der Speicherzellen führen können, wird für das Lademanagement ein Lade- bzw. Entladestrom von maximal  $I = \pm 6\text{ A}$  gewählt. Diese Werte können durch die im vorherigen Abschnitt beschriebenen Schnittstellen jederzeit umparametriert werden

#### 3.3.2 Analyse der Steuerbarkeit eines Speichersystems

Bevor mit einer Regelung des Speichers und der Einbindung eines Echtzeitsystems begonnen wird, soll zunächst die Funktionalität und das Reaktionsvermögen des Speichers untersucht werden. Dabei wird die serielle Kommunikationsschnittstelle RS485 vom Wechselrichter genutzt, um Steuerbefehle an das Speichersystem zu senden. Die Übertragung kann hierbei sowohl über den Speichercontroller als auch über einen PC erfolgen. Nachdem ein Modbus Telegramm an den Wechselrichter gesendet wird, wird die Wirkleistung am netzseitigen Verknüpfungspunkt des Speichersystems mit einem Oszilloskop aufgezeichnet. Der schematische Aufbau ist in Abbildung 3.20 dargestellt.

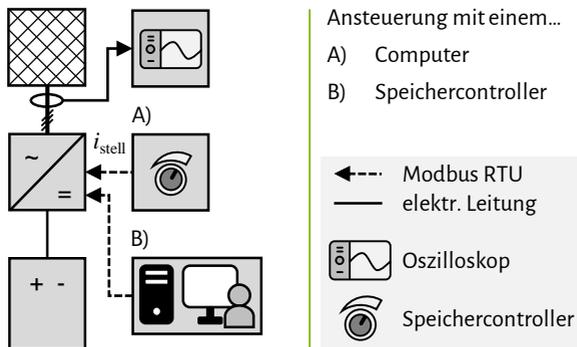


Abbildung 3.20: Hardwareversuch zur Untersuchung der Steuerungsmöglichkeiten des Energiespeichersystems über einen Computer sowie Speichercontroller

Für die Analyse des Steuerverhaltens des Speichersystems werden zwei verschiedene Untersuchungsreihen durchgeführt. Zum einen wird die Reaktion des Systems auf unterschiedliche Stromstellwerte ( $i_{\text{stell}} = 12 \text{ A}$ ,  $8 \text{ A}$ ,  $4 \text{ A}$ ) bei gleichbleibendem Ladezustand ( $\text{SOC} = 80 \%$ ) untersucht. Zum anderen wird untersucht, inwieweit sich das Verhalten ändert, wenn bei unterschiedlichen Ladezuständen ( $\text{SOC} = 99 \%$ ,  $80 \%$ ,  $60 \%$ ) der gleiche Stellwert ( $i_{\text{stell}} = 8 \text{ A}$ ) gesetzt wird. Das Oszilloskop ist zudem über Strommesszangen an den Ausgang des Wechselrichters angeschlossen, um den Entladestrom zu messen. Anhand der gemessenen Werte wird nachträglich der Effektivwert des Entladestroms bestimmt und in Abbildung 3.21 aufgetragen. Anhand der Messergebnisse kann dahingehend das Reaktionsvermögen des Speichersystem festgehalten werden. Je Untersuchungsszenario werden zehn Versuche durchgeführt, woraus jeweils die Mittelwerte je Zeitschritt gebildet wird. Für eine bessere Vergleichbarkeit der Verläufe, wird die gemittelten Kurven jeweils auf den maximalen Entladestrom normiert.

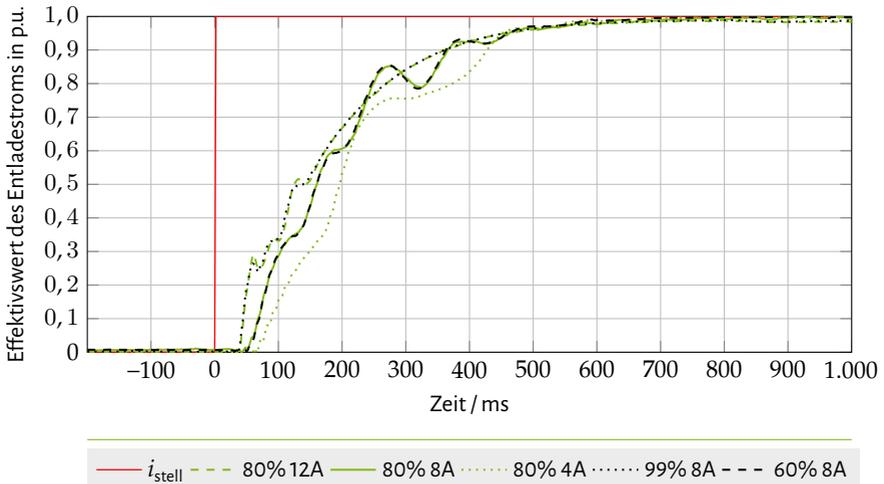


Abbildung 3.21: Entladeströme des Speichersystems nach Vorgabe eines Stromstellwerts

Die rote durchgezogene Linie bei  $t_0 = 0 \text{ ms}$  stellt den Stellwert dar. Die grünen Linien zeigen den Stromverlauf des Speichersystems für einen Ladezustand von  $\text{SOC} = 80 \%$  und Entladeströmen von  $i_{\text{stell}} = 12 \text{ A}$  (gestrichelt),  $8 \text{ A}$  (durchgezogen) und  $4 \text{ A}$  (gepunktet) dar. Es ist erkennbar, dass das System mit höherem Stromstellwert schneller reagiert. Bei einem Stromstellwert von  $i_{\text{stell}} = 12 \text{ A}$  reagiert das System bereits nach rund  $240 \text{ ms}$ . Für  $i_{\text{stell}} = 8 \text{ A}$  und  $i_{\text{stell}} = 4 \text{ A}$  ist erst nach  $250 \text{ ms}$  bzw.  $270 \text{ ms}$  ein Entladestrom messbar. Zudem stellt sich heraus, dass der Entladestrom nicht gleichmäßig, sondern mit leichten Oszillationen ansteigt. Dabei sind diese Os-

zillationen für einen Entladestrom von  $i_{\text{stell}} = 8 \text{ A}$  besonders stark ausgeprägt. Für einen Entladestrom von  $i_{\text{stell}} = 12 \text{ A}$  sind Oszillationen bis  $t = 145 \text{ ms}$  erkennbar. Anschließend ist ein geglätteter Anstieg zu beobachten. Bei  $i_{\text{stell}} = 4 \text{ A}$  entstehen zwar, im Gegensatz zu den anderen Messreihen, leicht ausgeprägte, jedoch zeitlich ausgedehnte Oszillationen im Stromverlauf. 360 ms nachdem der Stellwert an den Wechselrichter gesendet wird, erreichen die Stromverläufe für  $i_{\text{stell}} = 8 \text{ A}$  und  $i_{\text{stell}} = 12 \text{ A}$  bereits 90 % des geforderten Stroms. Für  $i_{\text{stell}} = 4 \text{ A}$  wird diese Schwelle erst nach 426 ms erreicht.

Um zu prüfen, ob der Ladezustand einen Einfluss auf das Entladeverhalten des Speichersystems hat, werden weitere Untersuchungen durchgeführt. Dabei wird ein Stromstellwert von  $i_{\text{stell}} = 8 \text{ A}$  gewählt. Die Stromverläufe bei unterschiedlichen Ladezuständen von SOC = 99 % (gepunktet) sowie 60 % (gestrichelt) sind in dem Graphen als schwarze Linien dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass es keinen Unterschied macht, ob der Ladezustand bei einem Stromstellwert von  $i_{\text{stell}} = 8 \text{ A}$  80 % oder 60 % beträgt, da die Verläufe nahezu identisch sind. Bei einem höheren Ladezustand von 99 % ergibt sich ein anderes Entladeverhalten. Dabei ähnelt der Stromverlauf einer Entladung mit 12 A bei 80 %.

Die Verzögerungen beim Anfahren des Speichersystems können durch verschiedene Verzögerungszeiten im Aufbau begründet werden. So benötigt beispielsweise das Erstellen und Senden des Telegramms eine gewisse Zeit. Auf Wechselrichterseite müssen diese Daten empfangen und entsprechend interpretiert werden. Zudem stimmt sich der Wechselrichter mit dem Batteriemanagementsystem ab und setzt erst dann den Stellwert, was ebenfalls zu Verzögerungen im Ablauf führt. Neben den Verzögerungszeiten sind für alle Untersuchungen Oszillationen im Entladestrom zu beobachten, welche für einen Stromstellwert von 8 A besonders ausgeprägt sind. Diese werden von der Regeleinheit verursacht, welcher Bestandteil des Wechselrichters ist und den Entladestrom ausregelt. Es kann jedoch festgehalten werden, dass nach rund 500 ms über 95 % des Stellwerts erreicht wird und nur noch minimale Oszillationen entstehen.

### 3.3.3 Durchführung von Hardware-in-the-Loop Simulationen

Nachdem der Speichercontroller entwickelt und die Steuerbarkeit des Speichersystems validiert ist, werden in diesem Unterkapitel Hardware-in-the-Loop Simulationen durchgeführt. Diese Simulationen sollen die Integration geregelter Speichersysteme im elektrischen Netz zur Bereitstellung von Primärregelleistung nachstellen. Hierzu wird ein entsprechender Aufbau mit den genannten Komponenten und einem Echtzeitsimulator realisiert. Dabei wird das Connector Panel der Firma dSpace verwendet. Der Echtzeitsimulator wird genutzt, um das Frequenzverhalten des Netzes zu simulieren und somit Regeleinriffe durch den Speichercontroller hervorzurufen. Die Ergebnisse sollen zeigen, welchen Einfluss das Speichersystem auf die Frequenz in einem elektrischen Netz haben kann und welche Auswirkungen verschiedene Regelstrategien haben. Im Folgenden wird zunächst der Aufbau des Versuchs sowie das Netzmodell beschrieben. Anschließend werden Simulationen durchgeführt und beschrieben. Zuletzt werden die Ergebnisse ausgewertet.

#### 3.3.3.1 Beschreibung des Versuchsaufbaus und Netzmodells

In diesem Abschnitt wird der Versuchsaufbau sowie das verwendete Netzmodell beschrieben. Abbildung 3.22 stellt den Versuchsaufbau schematisch dar.

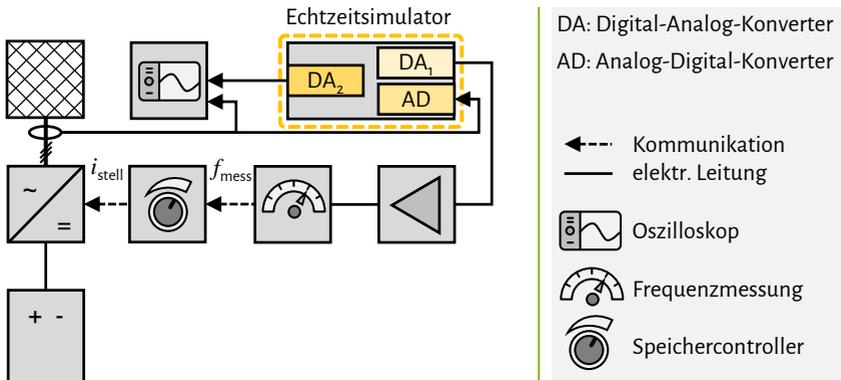


Abbildung 3.22: Hardware-in-the-Loop Aufbau mit einem Haushaltsspeichersystem

Für die Simulation des Netzverhaltens wird ein Simulationsmodell auf dem oben genannten Echtzeitsimulator implementiert. Hierbei kann die Software Matlab Simulink verwendet werden. Am Ausgang (Schnittstelle DA<sub>1</sub>) wird ein sinusförmiger Strom mit variabler Frequenz und einer Amplitude von maximal 10 V erzeugt. Um das reale Netz abzubilden, wird dieses Signal durch ei-

nen Leistungsverstärker auf 230 V transformiert. An den Ausgängen des Leistungsverstärker wird das Frequenzrelais aus Abschnitt 4.3.2 geschaltet, welches die Frequenz misst und über eine serielle RS232 Schnittstelle an den Speichercontroller weiterleitet. Der Speichercontroller wertet die empfangenen Frequenzwerte aus und berechnet daraus Stellwerte nach den Algorithmen in Abschnitt 3.1.3. Die Stellwerte werden als Modbus Telegramme über eine RS485 Schnittstelle an den Wechselrichter gesendet. Als Reaktion auf die Stellwerte wird der Wechselrichter einen Lade- oder Entladevorgang starten, vgl. Abschnitt 3.3.2. Über eine Stromzange, welche am Anschlusspunkt des Wechselrichters angeschlossen ist, wird der Entladestrom gemessen und wieder in das Echtzeitsystem geführt (Schnittstelle AD). Zusätzlich wird die Stromzange an ein Oszilloskop angeschlossen. Die Frequenzwerte, welche am Ausgang des Echtzeitsimulators als Sinussignal erzeugt werden, werden ebenfalls an das Oszilloskop übertragen (Schnittstelle DA<sub>2</sub>). Das Simulationsmodell auf dem Echtzeitsystem ist in Abbildung 3.23 dargestellt.

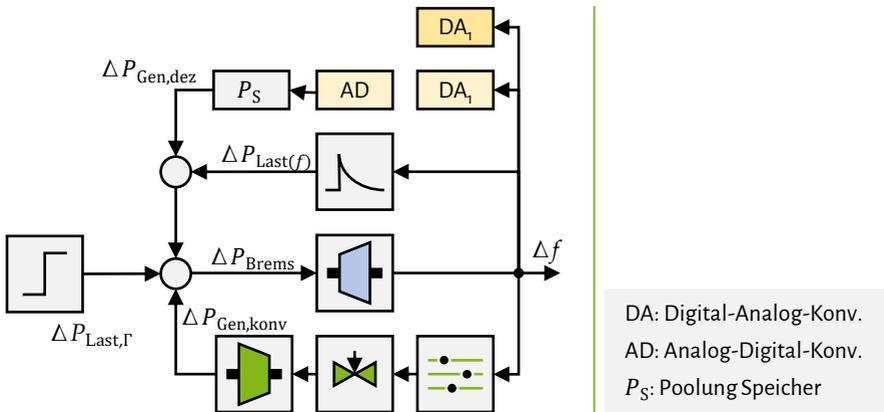


Abbildung 3.23: Schematische Darstellung des Simulationsmodells im Echtzeitsimulator

Bei dem Modell handelt es sich um ein dynamisches Punktmodell, welches an das Modell in Abschnitt 3.2.1 angelehnt ist. Anders als in den bisher durchgeführten Simulationen in Abschnitt 3.2, werden hier die realen Messwerte des Speichersystems miteinbezogen. Hierzu wird der Effektivwert des Eingangssignals (AD) gebildet, um anschließend die Entladeleistung  $P_{Gen,dez}$  zu berechnen. Da bei Betrachtung eines ausgedehnten Energieübertragungsnetzes ein einzelner Energiespeicher der vorliegenden Leistungsklasse kaum einen Einfluss ausüben wird, findet zusätzlich eine Poolung statt. Dies bedeutet, dass die Leistung mit einer Kennzahl  $2 \cdot 10^9$  multipliziert wird. Durch diese einfache Multiplikation wird davon ausgegangen, dass alle Speicher das gleiche Verhalten aufweisen. Die berechnete Leistung wird letztlich positiv auf den Summenknoten addiert.

In dem Modell wird die Frequenz als Regelgröße simuliert. Für den Versuchsaufbau muss ein sinusförmiges Signal erzeugt werden, welches die Frequenzen für jeden Zeitschritt annimmt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Frequenz für jeden durchgeführten Simulationsschritt einen neuen Wert haben kann. Grundsätzlich kann für die Berechnung des sinusförmigen Signals  $F_i(t)$  mit der aktuellen Frequenz  $f_i$  folgende Formel verwendet werden:

$$F_i(t) = \sin(2\pi f_i t + \phi_i) \quad (3.14)$$

Von besonderer Relevanz ist hier der Phasenwinkel  $\phi_i$ . Denn ändert sich die Frequenz  $f_i$  in einem Zeitschritt  $t$ , dann kommt es unweigerlich zu einem Phasensprung, wenn  $\phi_i$  konstant gehalten wird. Um diese Phasensprünge zu vermeiden, muss der Phasenwinkel für jede Frequenzänderung neu berechnet werden. Hierzu wird die Funktion des Signals mit

$$F_{i-1}(t_{j-1}) = F_i(t_j - \tau). \quad (3.15)$$

für jeden Zeitschritt neu berechnet.  $F_{i-1}$  stellt die Funktion vor und  $F_i$  nach einer Frequenzänderung dar. Ziel ist es eine neue Sinusfunktion  $F_i$  zu berechnen, welche in einem vorherigen Zeitschritt  $t_j - \tau$  denselben Wert annehmen würde, wie die vorherige Funktion  $F_{i-1}$ . Wird Formel 3.14 jeweils in die Funktionen aus Formel 3.15 eingesetzt, ergibt sich folgende Berechnung:

$$\sin(2\pi f_{i-1}(t_{j-1}) + \phi_{i-1}) = \sin(2\pi f_i(t_j - \tau) + \phi_i) \quad (3.16)$$

Nach  $\phi_i$  aufgelöst ergibt sich das Ergebnis für den Phasenwinkel:

$$\phi_i = 2\pi f_{i-1}(t_{j-1}) - 2\pi f_i(t_j - \tau) + \phi_{i-1} \quad (3.17)$$

Wird dieser Phasenwinkel für jeden Zeitschritt berechnet und entsprechend in der Funktion integriert, so ist es möglich ein sinusförmiges Signal zu erzeugen, welches eine stetige Frequenzänderung erfährt. Dieses Signal wird letztlich über einen Digital-Analog-Konverter an einen Anschluss des Echtzeitsimulators angelegt, sodass es für den Hardware-in-the-Loop Versuch genutzt werden kann.

#### 3.3.3.2 Definition und Auslegung von Szenarien

In Abschnitt 3.1.3 wird die Realisierung einer Proportionalregelung sowie einer hybriden Regelung beschrieben. Daraufaufgehend werden diese Methodiken in Abschnitt 3.2 anhand von theoretischen Simulationen analysiert. Folglich sollen beide Regelmethodiken ebenfalls in der Hardware getestet werden. Hierzu werden diese zwei Regelalgorithmen auf dem Speichercontroller programmiert. Welcher Algorithmus die Frequenz regeln soll, kann durch eine externe Befehlseingabe über die dafür vorgesehene serielle Schnittstelle bestimmt werden, vgl. Abschnitt 3.3.1. Die nachfolgenden Untersuchungen sollen folgende Fragestellungen beantworten:

1. Wie reagiert der Speichercontroller auf einen simulierten Frequenzeinbruch?
2. Welchen Einfluss haben die Regelungen auf die Frequenz?
3. Welche Unterschiede sind zwischen der P-Regelung und der hybriden Regelung sichtbar?

Die Parameter für eine Überfrequenzregelung werden hier nicht betrachtet, da hier Unterfrequenzereignisse im Fokus stehen. Für einen maximalen Entladestrom von  $|I_{DC,ent,max}| = 8 \text{ A}$  ergibt sich ein maximaler Wechselstrom je Phase von

$$I_{AC,ent,max} = \frac{I_{DC,ent,max}}{U_{DC,Nenn}} \cdot U_{AC} = \frac{8 \text{ A}}{410 \text{ V}} \cdot 230 \text{ V} \approx 4,5 \text{ A}. \quad (3.18)$$

Es sei zu erwähnen, dass für diese Berechnungen die Nennspannung  $U_{DC,Nenn}$  des Speichersystems herangezogen wird. Ein Entladeprozess, insbesondere mit hohen Strömen, verursacht jedoch einen minimalen Spannungseinbruch auf der Gleichspannungsseite. So konnten bei nachfolgenden Untersuchungen zwischenzeitlich Spannungen von  $U_{DC} = 400 \text{ V}$  gemessen werden. Dies führt dazu, dass der maximale Entladestrom am Anschlusspunkt auf  $I_{AC,ent,max} \approx 4,6 \text{ A}$  ansteigen kann. Zudem sei darauf hingewiesen, dass bei den nachfolgenden Untersuchungen reale Messungen miteinbezogen werden. Diese können mit einer Messungenauigkeit sein. Zusätzlich können störende externe Einflüsse dazu führen, dass ein Messrauschen entsteht. In Tabelle 3.4 sind die Netzparameter für drei Szenarien zusammengefasst, welche im Folgenden näher erläutert sind.

Tabelle 3.4: Parametervariationen für die Szenarien

Parameter:	Szenario PH-1	Szenario PH-2	Szenario PH-3
$\frac{\Delta P_{\text{Last}}}{\text{MW}}$	400	400	400
$\Delta s_{\text{Last}} \cdot \frac{\text{Hz}}{\text{MW}}$	1,500	1,500	1,500
$\frac{E_{\text{rot}}}{\text{MWh}}$	41	30	41
$\frac{\Delta P_{\text{Gen,konv,max}}}{\text{GW}}$	0,6	0,6	0,6
$\frac{\Delta P_{\text{Gen,dez,max}}}{\text{GW}}$	2,4	2,4	2,4
$\frac{\Delta P_{\text{Gen,konv}(f)}}{\Delta f} \cdot \frac{\text{Hz}}{\text{GW}}$	2,7	2,7	2,7
$\frac{\Delta P_{\text{Gen,dez}(f)}}{\Delta f} \cdot \frac{\text{Hz}}{\text{GW}}$	10,8	10,8	10,8

Im ersten Szenario (**Szenario PH-1**) wird eine Proportionalregelung auf dem Speichercontroller aktiviert. Dabei werden folgende Einstellungen für die Regelung vorgenommen, vgl. Abbildung 3.2:

- $f_{-, \max} = 49,95 \text{ Hz}$ ,
- $f_{-, \min} = 49,85 \text{ Hz}$ ,
- $|I_{\text{DC,ent,max}}| = 8 \text{ A}$ .

Zwischen diesen Frequenzgrenzen spannt der Speichercontroller die Regelkurve nach Gleichung 3.1 auf. Für das Netz wird ein Szenario angenommen, welches an der Simulation 9 von Szenario RL-2 anlehnt, vgl. Tabelle 3.2. Dies entspricht einer Aufteilung der Regelleistung zwischen konventionellen und dezentralen Anlagen von 25:100. Zudem ist die Trägheit des Netzes stark reduziert, um die Performance des Controllers in einem hochdynamischen System zu bewerten.

In **Szenario PH-2** wird die Trägheit des Systems gegenüber dem vorherigen Szenario reduziert. Dadurch sind erhöhte Frequenzabweichungen sowie Oszillationen in der Frequenz zu erwarten, vgl. Abschnitt 3.2.4. Hierbei soll untersucht werden, ob die Reaktion des Speichers ausreicht, um sowohl die Frequenzabweichungen zu mindern sowie die Oszillationen zu dämpfen. Hierbei wird die untere Frequenzgrenze  $f_{-, \min}$ , zu der die maximale Leistung zur Verfügung gestellt wird, nach aktuellen Richtlinien angepasst, vgl. Abschnitt 2.2.1. Wie im vorherigen Szenario, wird ebenfalls eine obere Frequenzgrenze  $f_{-, \max}$  festgelegt, um den Eingriff bei geringen Frequenzabweichungen zu vermeiden, vgl. Abschnitt 3.1.3. Folgende Parameter werden gesetzt:

- $f_{-, \max} = 49,98 \text{ Hz}$ ,
- $f_{-, \min} = 49,80 \text{ Hz}$ ,

- $|I_{DC,Ent,max}| = 8 \text{ A}$ .

Durch die Ausweitung der Frequenzgrenzen ergibt sich im Vergleich zum vorherigen Szenario ein größerer Regelbereich des Speichers. Dies führt dazu, dass das Leistungsmaximum erst bei niedrigeren Frequenzen erreicht wird.

Die hybride Regelung wird in **Szenario PH-3** untersucht, vgl. Abschnitt 3.1.3. Dies bedeutet, dass neben der Proportionalregelung zusätzlich eine Gradienten- sowie Integralregelung integriert wird. Die Proportionalregelung orientiert sich dabei an Szenario PH-1. Für die Gradientenregelung wird ein Verstärkungsfaktor gewählt, welcher bei einer Frequenzsteigerung von  $\Delta f = -0,1 \text{ Hz/s}$  einen maximalen Entladestrom anfordert. Die Bestimmung des Gradienten erfolgt dabei nach den in Abschnitt 3.3.1.1 beschriebenen Prinzipien.

#### 3.3.3.3 Durchführung von Simulationen und Diskussion der Ergebnisse

Nachdem die Szenarien definiert sind, werden in diesem Abschnitt Hardware-in-the-Loop Simulationen durchgeführt. Die dargestellten Ergebnisse ergeben sich hierbei aus den Aufzeichnungen des Oszilloskops, vgl. Abbildung 3.22. Zunächst wird die Proportionalregelung auf dem Speichercontroller aktiviert.

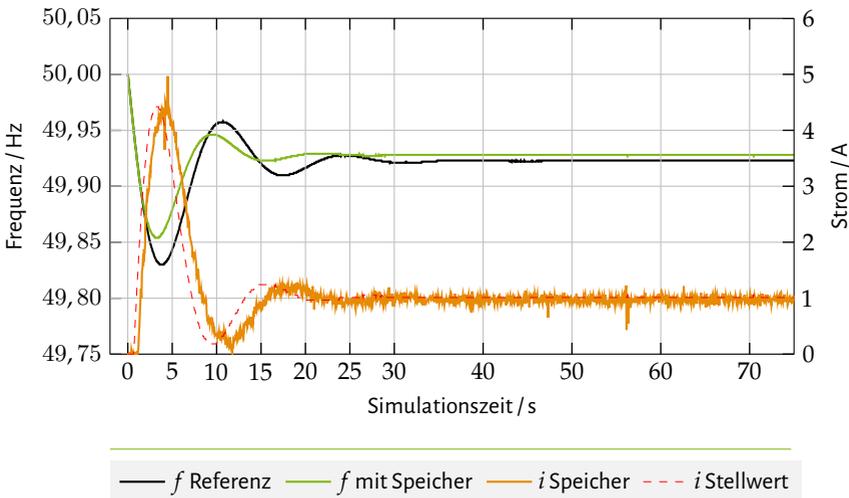


Abbildung 3.24: Simulationsergebnisse für Szenario PH-1

Die Abbildung 3.24 zeigt zwei Frequenzverläufe (schwarze und grüne Linie) sowie zwei Stromver-

läufe (rot gestrichelte und orangene Linie). Der schwarze Frequenzgang stellt die Reaktion des Systems auf den Lastsprung dar. Hierbei wird lediglich die Primärregelleistungsstatik des simulierten konventionellen Kraftwerks berücksichtigt und stellt somit den Referenzfrequenzgang dar. Es ist zu erkennen, dass nach Eintreten des Lastsprungs zunächst ein Frequenzeinbruch zu verzeichnen ist. Nach 3,6 s erreicht die Frequenz ein Minimum von 49,83 Hz. Anschließend kommt es zu leichten Oszillationen, sodass anschließend jeweils ein lokales Maximum bei  $t = 10,72$  s mit  $f = 49,96$  Hz bzw. Minimum bei  $t = 17$  s mit  $f = 49,91$  Hz zu verzeichnen ist. 33,8 s nach Simulationsstart stellt sich eine stationäre Frequenz von 49,92 Hz ein. Wird der Speicher miteinbezogen, so ergibt sich der grüne Frequenzgang. Das globale Minimum des Frequenzgangs von 49,85 Hz wird nach 3,1 s erreicht. Dies entspricht einer Differenz von  $\Delta f = 0,02$  Hz gegenüber dem Referenzverlauf. Anschließende Oszillationen führen zu lokalen Extremwerten von  $f = 49,95$  Hz nach 9,1 s und  $f = 49,92$  Hz nach 15,6 s. Nach 26,5 s stellt sich eine quasi-stationäre Frequenz von 49,93 Hz ein und liegt somit 0,01 Hz höher gegenüber der Referenz.

Die orangene Linie zeigt den gemessenen Entladestrom an dem Anschlusspunkt des Wechselrichters. Die rote Linie stellt den Stellwert dar, welcher sich anhand des grünen Frequenzverlaufs und den genannten Regelparametern für dieses Szenario errechnet. Dabei kann die rote Linie als Stellwert verstanden werden, welcher vom Speichercontroller idealerweise an das Speichersystem gesendet wird, vgl. Gleichung 3.1. Nachdem die parametrisierte Frequenzschwelle von 49,95 Hz bei  $t = 0,68$  s erreicht ist, steigt der Stellwert gleichmäßig an bis zu einem Maximum von 4,42 A nach 3,1 s. Anschließend sinkt der Wert auf 0,18 A bei  $t = 9,1$  s. Anschließend steigt der Stellwert wieder an bis zu einem lokalen Maximum von 1,24 A bei  $t = 14,8$  s. 28,5 s nach Simulationsstart wird ein stationärer Wert von 1,01 A erreicht. Der tatsächlich gemessene Entladestrom beginnt ab  $t = 1,3$  s anzusteigen und erreicht nach 4,5 s einen Maximalwert von 4,1 A. Damit tritt das Maximum 1 s später ein als vom Stellwert vorgegeben. Anschließend sinkt der Entladestrom ab auf ein lokales Minimum von 0,06 A bei  $t = 11,5$  s. Damit ergibt sich eine zeitliche Verschiebung gegenüber dem Stellwert von  $\Delta t = 2,4$  s. Zudem sinkt der Strom um 0,12 A weiter ab. Nachdem ein lokales Maximum von 1,27 A nach 19 s erreicht ist, stellt sich ein quasi-stationärer Mittelwert von 0,98 A ab  $t = 28$  s ein. Es kann festgestellt werden, dass trotz zeitlicher und wertemäßiger Abweichungen zwischen dem Stromverlauf und Stellwert ein gleicher Trend zu beobachten ist. Dabei nimmt insbesondere die zeitliche Verzögerung mit der Simulationszeit zu.

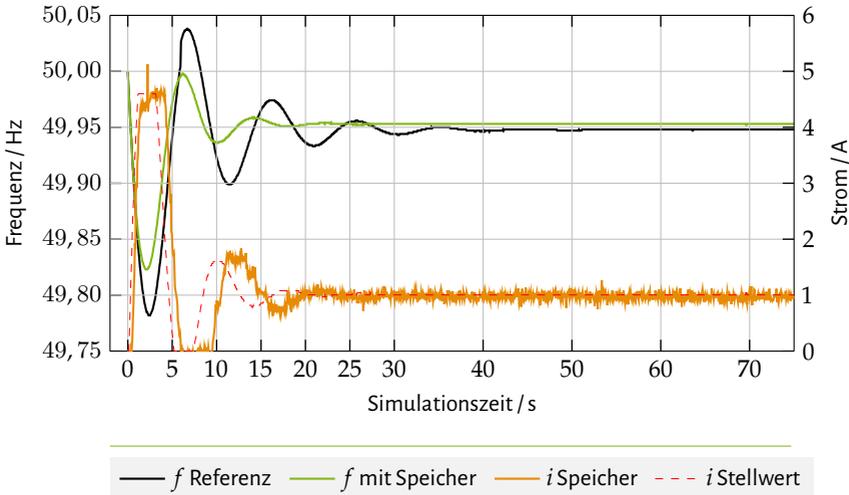


Abbildung 3.25: Simulationsergebnisse für Szenario PH-2

In Abbildung 3.25 sind die Ergebnisse für Szenario PH-2 dargestellt. Die farbliche Kennzeichnung der Graphen ist dabei identisch zu Abbildung 3.24. Wie bereits in der vorherigen Simulation, sind im Referenzszenario nach dem Lastanstieg ein Frequenzeinbruch sowie darauffolgende Frequenzoszillationen zu erkennen. Dabei erhöht sich in Summe die Anzahl an lokalen Minima und Maxima sowie die Frequenzgradienten. Für den Referenzfrequenzgang, also ohne Regelung durch das Speichersystem, sinkt die Frequenz auf 49,78 Hz ( $t = 2,34$  s) ab und liegt somit 0,05 Hz unter dem Frequenzminimum des Referenzverlauf aus Szenario PH-1. Die Extremwerte für die folgenden lokalen Minima und Maxima sind 50,04 Hz bei  $t = 6,7$  s sowie 49,90 Hz bei  $t = 11,3$  s. Der quasi-stationäre Endwert von 49,95 Hz ist nach 36,2 s erreicht. Für den Frequenzgang mit Einsatz des Speichersystems steigt das globale Minimum um 0,04 Hz an auf 49,82 Hz bei  $t = 2$  s. Die Beträge der nachfolgenden lokalen Extremwerte sind ebenfalls in ihren Ausprägungen abgeschwächt (50 Hz bei  $t = 6,2$  s und 49,94 Hz bei  $t = 10,2$  s). Nach 20,4 s ist bereits der quasi-stationäre Frequenzwert von 49,96 Hz erreicht.

0,17 s nachdem der Lastsprung einsetzt, sinkt die Frequenz auf unter 49,98 Hz, sodass der Stellwert für die Proportionalregelung ansteigt. Zum Zeitpunkt von  $t = 1,2$  s erreicht der Stellwert das Maximum und sinkt 2 s danach wieder ab auf ein Minimum von 0 A bei  $t = 5,2$  s. Anschließend ist ein lokales Maximum von 1,64 A zum Zeitpunkt  $t = 9,9$  s und lokales Minimum von 0,78 A bei  $t = 14$  s erkennbar. Ein stationärer Endwert von 1 A wird zu, Zeitpunkt 22,8 s erreicht. Wie bereits im vorigen Szenario, ist der Stromverlauf des Speichers ähnlich zu dem Stellwert, jedoch mit

zeitlichen Verzögerungen. Das Maximum von 4,6 A wird erst nach 3,6 s erreicht. Zum Zeitpunkt  $t = 4,2$  s sinkt der Verlauf wieder ab, also 1 s später als vom Stellwert vorgegeben. Das darauffolgende Minimum von 0 A wird nach 6 s erreicht. 2 s nachdem der Stellwert wieder ansteigt, steigt auch der Stromverlauf wieder an, bis zu einem Maximum von 1,84 A bei  $t = 12,8$  s. Anschließend stellt sich ein gemittelter Endwert von 0,99 A ab  $t = 30$  s ein. Damit zeigt sich, dass die Verzögerungen der Reaktion des Speichersystems mit der Zeit zunimmt.

### Implementierung einer schnellen und langsamen Regelung auf dem Speichercontroller

In den folgenden Versuchsdurchführungen wird die Umsetzung der schnellen und langsamen Regelung auf dem Speichercontroller untersucht, vgl. Abschnitt 3.1.3. Im Gegensatz zu der Erprobung der Proportionalregelung werden hier nur die Ergebnisse einer Simulation gezeigt, da diese für die Gegenüberstellung mit den anderen Szenarien ausreicht. Hierbei werden die Grundparameter des Referenzszenarios aus Szenario PH-1A gewählt, da die Ergebnisse einen ausreichenden Einblick in die Funktionsweise des Algorithmus sowie die Reaktion des Speichers geben. Für die Versuchsdurchführung wird, wie bereits in Abbildung 3.22 dargestellt, sowohl der simulierte Frequenzgang als auch der Entladestrom des Speichersystems aufgezeichnet. Die Ergebnisse der Simulation sind in Abbildung 3.26 dargestellt.

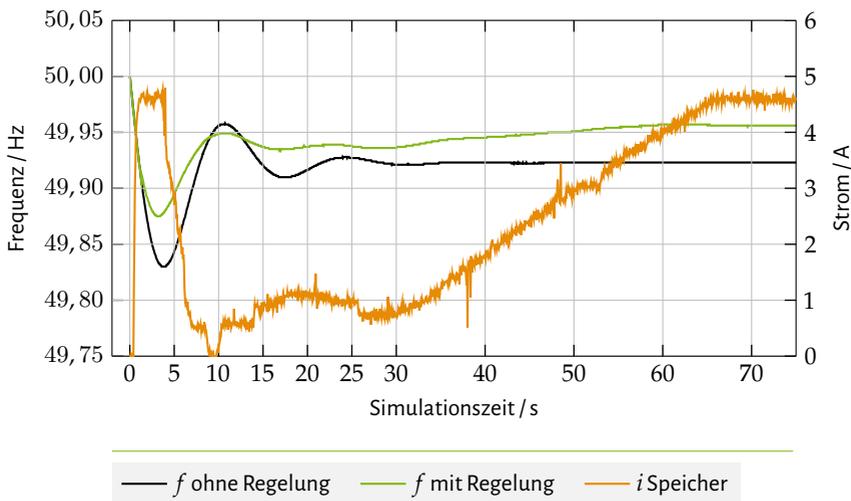


Abbildung 3.26: Simulationsergebnisse für Szenario PH-3

Die in Abbildung 3.26 dargestellten Ergebnisse zeigen die Referenzfrequenzverlauf (schwarze Linie), sowie den Frequenzgang mit Einsatz des Batteriespeichersystems (grün) und den jeweiligen Entladestrom (orange). Der Referenzfrequenzgang ist identisch zu Szenario PH-1, vgl. Abbildung 3.24. Der Frequenzverlauf mit Einsatz des Speichersystems weist nach dem Lastanstieg einen Frequenzeinbruch bis 49,88 Hz bei  $t = 3,02$  s auf. Anschließend steigt die Frequenz wieder an und pendelt sich nach minimalen Schwankungen auf einen Frequenzwert von 49,94 Hz nach rund 26 s ein. Ab einer Simulationszeit von rund 30 s steigt die Frequenz weiter an, bis zu einem Maximalwert von 49,96 Hz. Dieser Frequenzwert wird anschließend bis zum Ende der Simulationszeit konstant gehalten. Der Stromverlauf des Speichersystems beginnt ab einer Simulationszeit von 0,46 s anzusteigen bis zu einem Maximalwert von 4,6 A bei  $t = 1,08$  s. Ab einer Simulationszeit von 3,8 s nimmt der Strom wieder ab bis zu einem Wert von rund 0,5 A bei  $t = 7,2$  s. Anschließend sinkt der Stromwert kurzzeitig auf 0 A bei  $t = 9,5$  s ab. 10,5 s nach Simulationsstart steigt der Stromwert wieder an bis zu einem Wert von rund 0,55 A. Es ist zu beobachten, dass zum Zeitpunkt  $t = 30$  s der Strom gleichmäßig ansteigt, bis zu einem Maximalwert von 4,6 A zum Zeitpunkt  $t = 64$  s.

#### Diskussion der Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Hardware-in-the-Loop Simulationen diskutiert. Zunächst werden die einzelnen Szenarien nacheinander gedeutet. Allgemein ist zu erkennen, dass die Strommesswerte einem Rauschen unterliegen. Dieses Rauschen ist durch die verwendeten die Stromzangen zu erklären, welche über eine Messungenauigkeit verfügen und über externe Störgrößen beeinflusst werden können. Auch die Ungenauigkeit zwischen den stationären Stellwerten und Messwerten sind durch Messungenauigkeiten zu erklären. Die Messungen lassen jedoch einen deutlichen Verlauf erkennen, sodass Aussagen über das Verhalten des Speichersystems getroffen werden können. Insbesondere der Einfluss auf die Netzfrequenz soll im Folgenden diskutiert werden.

Die in Abbildung 3.24 (**Szenario PH-1A**) dargestellten Ergebnisse zeigen den Einfluss des Speichersystems mit einer Proportionalregelung auf die Netzfrequenz. Durch die Proportionalregelung ist der Strom unmittelbar nach dem Lastanstieg angestiegen, sodass das Frequenzminimum gegenüber dem Referenzverlauf von 49,84 Hz auf 49,86 Hz angehoben werden konnte. Auch die anschließenden Oszillationen können nennenswert reduziert werden, da die Proportionalregelung des Speichersystems diese teilweise ausregelt. Zudem setzt der stationäre Frequenzwert um rund 4 s eher ein und ist, aufgrund der erhöhten Einspeisung durch den Speicher, um 10 mHz höher gegenüber dem Referenzverlauf. Diese Beobachtungen zeigen, dass der Speicher, trotz externe

Steuerung und interner Vorgänge, durch sein schnelles Eingreifen einen positiven Einfluss auf die Netzfrequenz ausübt. Der Entladestrom des Speichers nimmt dabei näherungsweise den Verlauf des idealen Stellwerts an, wobei teilweise Zeitverzögerungen auftreten. Insbesondere bei der Reduktion des Stroms nach rund 10 s sind Verzögerungen zu beobachten. Eine Ursache dieser erhöhten Verzögerung kann der Wechsel zwischen Zu- und Abnahme des Entladestroms durch den Wechselrichter sein. Dieser Wechsel führt bei dem Wechselrichter zu internen Wechselvorgängen, welche eine Zeitverzögerung hervorrufen können.

In **Szenario PH-2A** wird die Trägheit des Systems reduziert, sodass die Frequenz im Referenzszenario stärker absinkt und größeren Oszillationen unterliegt, vgl. Abschnitt 2.1. So steigt nicht nur das globale Minimum sowie Maximum an, sondern auch die Anzahl an Oszillationen steigt deutlich an. Durch den Einsatz des Speichersystems kann auch bei dieser erhöhten Frequenzdynamik ein positiver Einfluss gedeutet werden. Denn sowohl das Frequenzminimum als auch das Maximum können deutlich eingeschränkt werden. Auch die Anzahl der Pendelungen ist reduziert, was zu einem früheren Eintreten einer quasi-stationären Frequenz führt. Wie schon in der vorherigen Untersuchungen können auch hier Zeitverzögerungen gegenüber dem idealen Stellwert erkannt werden, welche jedoch keinen negativen Einfluss auf die Netzfrequenz erkennen lassen. Vielmehr ist zusammenzufassen, dass die Regelung des Speichersystems ausreichend schnell ist, um deutliche positive Einflüsse auf die Netzfrequenz zu bewirken.

Die Ergebnisse aus Abbildung 3.26 (**Szenario PH-2**) stellen den Einfluss der schnellen und langsamen Regelung auf die Netzfrequenz dar. Durch die schnelle Regelung mit dem integrierten Differentialanteil lässt sich erkennen, dass der Strom bereits unmittelbar nach Eintritt des Frequenzeinbruchs sein Maximum erreicht. Dies führt dazu, dass das Frequenzminimum gegenüber dem Referenzszenario von 49,84 Hz auf 49,88 Hz angehoben werden kann. Gegenüber der Proportionalregelung aus Szenario 1 entspricht dies einer Steigerung des Frequenzminimums um 20 mHz. Durch die schnelle Regelung kann zudem, durch den wieder ansteigenden Frequenzverlauf nach dem Minimum, das darauffolgende Frequenzmaximum reduziert werden. Die Reduktion des Stroms auf 0 A bei  $t = 13,28$  s ist durch den Hochpunkt des Frequenzverlaufs zu begründen, da hier die Steigung gleich Null ist. Nach rund 30 s wird die schnelle Regelung nach und nach durch die langsame Regelung abgelöst. Dies führt dazu, dass der Strom stetig ansteigt bis zu seinem Maximalwert von 4,6 A. Als Folge steigt die Frequenz ebenfalls an, sodass ein höherer quasi-stationärer Endwert der Frequenz erreicht wird.

Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl die Proportionalregelung als auch die hybride Regelung positive Einflüsse auf die Netzfrequenz ausüben können. Lokale Extremwerte sowohl die Anzahl an Pendelungen können in allen Fällen reduziert werden. Dabei kann das Speichersystem auch bei reduzierter Trägheit noch gute Ergebnisse liefern. Die schnelle Regelung zeigt gegenüber der Pro-

portionalregelung zwar bessere Eigenschaften, das beispielsweise das Frequenzminimum weiter angehoben werden kann, jedoch ist der Implementierungsaufwand sowie die Störanfälligkeit größer. Die langsame Regelung führt nach den Einschwingvorgängen der Frequenz zu einer guten und batterieschonenden Ausregelung, das der Stromwert nur langsam erhöht wird. Als Fazit kann zusammengefasst werden, dass die implementierten Regelungen auf dem externen Speichercontroller gut und zuverlässig funktioniert haben. Trotz Zeitverzögerungen durch den Controller und interner Vorgänge des Speichersystems, kann der Frequenzverlauf positiv beeinflusst werden. Dies zeigt, dass eine Nachrüstung von dezentralen Anlagen durch externe Regeleinheiten umsetzbar ist.

### 3.3.4 Durchführung eines Feldversuchs in einem realen Verteilnetz

Nachdem die Regelmöglichkeiten des Speichersystems im Labor getestet sind, soll in diesem Unterkapitel ein sechsmonatiges Feldversuch beschrieben werden, welcher in einem realen Verteilnetz durchgeführt wurde. Hierbei wird untersucht, inwieweit ein regelbares System in eine vorhandene Kommunikationsinfrastruktur integriert werden kann und wie zuverlässig die Regelung innerhalb des Testphase reagiert hat. Ein nennenswertes Ereignis wird dabei im Detail beschrieben. Für die Integration des entwickelten Speichercontrollers (vgl. Abschnitt 3.3.1) in ein reales Verteilnetz wird zunächst die vorhandene Kommunikationsinfrastruktur des Verteilnetzbetreibers so erweitert, dass eine Fernparametrierung möglich ist, vgl. Abbildung 3.27. Ein Bild des Versuchsaufbaus befindet sich in Anhang A.

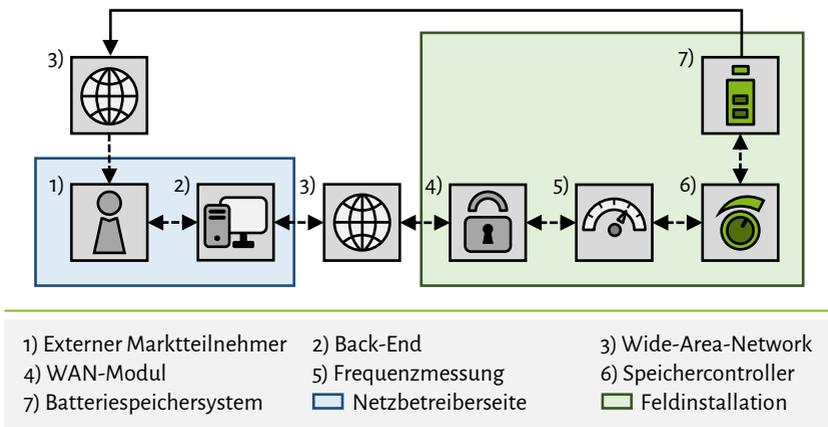


Abbildung 3.27: Schematische Darstellung der Kommunikationsinfrastruktur im Feldversuch

Um Fernparametrierungen und sonstige Abfragen aus der Ferne vornehmen zu können, bedient sich der Netzbetreiber einer entsprechenden Parametrierungssoftware, welche eine verschlüsselte Kommunikation zum Feldversuch herstellt. Auf Seite der Feldinstallation wird das empfangene Datenpaket über ein WAN-Modul entschlüsselt. Dieses Modul ist über eine serielle Schnittstelle mit einer Frequenzmessung verbunden, welches wiederum die Daten an den installierten Speichercontroller weiterleitet. Eine detaillierte Beschreibung zu der Kommunikationsinfrastruktur findet sich in Abschnitt 4.3.4. Der Speichercontroller ist, wie bereits in Abschnitt 4.3.3 dargestellt, über eine serielle Modbus-Schnittstelle mit dem Wechselrichter eines Speichersystems verbunden. Durch die beschriebene Kommunikationsstruktur ist es dem Netzbetreiber folglich möglich sowohl Stromstellwerte als auch Statusabfragen des Speichercontrollers sowie Speichersystems zu senden und zu empfangen. Empfängt der Speichercontroller beispielsweise eine Anfrage vom Netzbetreiber zur Abfrage des Ladezustandes, so sendet der Controller ein entsprechendes Modbus-Telegramm an den Wechselrichter und leitet die Antwort an den Netzbetreiber weiter. Der Wechselrichter des Speichersystems verfügt über eine Ethernetschnittstelle, sodass über ein Webportal historische Messdaten des Systems abgerufen werden können. Dies Messdaten werden verwendet, um Regeleingriffe durch den Speichercontroller sowie Ausgleichsladungen des Speichersystems nachvollziehen zu können.

Für den Feldversuch wurde eine Proportionalregelung nach Abschnitt 3.1.3 auf dem Speichercontroller implementiert, da diese Regelung eine einfache Nachvollziehbarkeit der Regeleingriffe ermöglicht. Dabei wurden die Parameter  $f_{-,max} = 49,92$  Hz,  $f_{-,min} = 49,80$  Hz und  $I_{DC,max} = 10$  A eingestellt. Für die Auswertung des Versuchs wurden die Leistungsmessdaten (Fünf-Minuten-Mittelwerte) des Speichersystems über das Webportal herangezogen und mit den Frequenzmessdaten (20 ms-Werte) einer zeitsynchronisiertes Zeigermessgerät, engl. Phasor Measurement Unit (PMU) verglichen. Eine Zusammenfassung der Daten ergibt folgende Reaktionscharakteristiken:

- 219 Unterschreitungen der Frequenzgrenze,
- 172 Reaktionen des Speichersystems, davon
- 14 durchgeführte Ausgleichsladungen und
- 8 durchgeführte Lade- oder Entladeprozesse.

Während des Versuchszeitraums wurde insgesamt 219 Mal die Frequenzgrenze unterschritten, so dass eine Reaktion des Speichersystems hervorgerufen werden sollte. Eine Auswertung der Leistungsdaten ergibt, dass das betrachtete Speichersystem in 172 Fällen auf die Frequenzunterschreitung reagiert hat. In 14 Fällen wurde eine Reaktion des Speicherreglers durch eine Ausgleichsladung des Speichersystems verhindert. Zudem hat der Speichercontroller in 8 Fällen während der

Frequenzunterschreitungen einen Lade- bzw. Entladeprozess im Rahmen des Lademanagements angestoßen, sodass keine Reaktion auf die Frequenzabweichungen zugelassen wurden, vgl. Abschnitt 3.3.1.2. Die restlichen 25 Frequenzunterschreitungen haben keine Reaktion hervorgerufen, obwohl weder eine Ausgleichsladung noch das Lademanagement aktiv war. Dabei kann festgestellt werden, dass diese Frequenzunterschreitungen weniger als eine Sekunde anhielten und somit ggfs. in den Leistungsdaten nicht sichtbar sind. Zudem kann angenommen werden, dass Frequenzmessungenauigkeiten zur der Inaktivität führten. Im Folgenden wird ein besonderes Frequenzereignis und die Reaktion des Speichersystems während der Feldphase beschrieben.

Am 10.01.2019 kam es zu einem hohen Frequenzeinbruch im europäischen Energiesystem [162]. Der Grund für diesen hohen Frequenzeinbruch ist laut [162] nicht eindeutig bestimmbar. Die Frequenz war jedoch niedrig genug, damit der Netzbetreiber RTE automatisch ca. 1,7 GW Last durch Abwürfe von Industrien reduzieren konnte. Dies führte unter anderem dazu, dass der Frequenzeinbruch kurz nach dem Eintritt wieder beherrscht werden konnte. Während dieses Zeitraums fand der Feldversuch statt, sodass die Daten des Speichersystems im Nachgang ausgewertet werden konnten. Abbildung 3.28 zeigt die Ergebnisse der Frequenzmessung und die Fünf-Minuten-Mittelwerte der Leistung eines Energiespeichersystems.

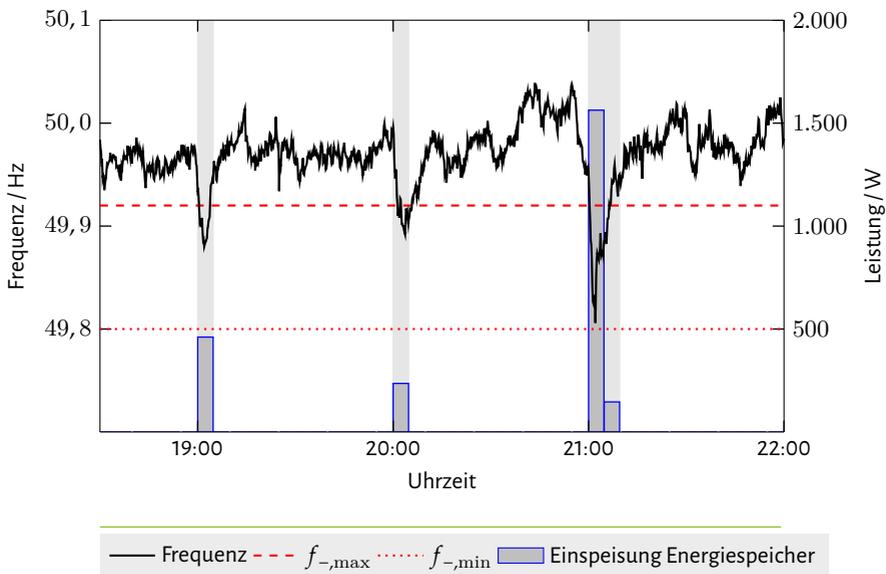


Abbildung 3.28: Netzfrequenz und Reaktion des Energiespeichersystems im Feld, am 10.01.2019

In Abbildung 3.28 sind Messdaten vom 10. Januar 2019 zwischen 18:30 und 22:00 Uhr festgehal-

ten. Dieses Zeitfenster wird gewählt, da in diesem Zeitraum besonders hohe Frequenzeinbrüche entstehen und somit ein Regelverhalten des Speichersystems zu erwarten ist. Der Speichercontroller, welcher das betrachtete Energiespeichersystem aus Abbildung 3.28 regelt. Die parametrisierten Frequenzgrenzen sind als gestrichelte ( $f_{-,max}$ ) und gepunktete ( $f_{-,min}$ ) Linie dargestellt. Hieraus wird die entsprechende Statik berechnet, mit der eine Regelung des Speichers durchgeführt werden sollte, vgl. Abschnitt 3.1.3. Für die Entladeleistung des Speichers konnte auf die Messdaten des Wechselrichters zugegriffen werden, welcher 5-Minuten-Mittelwerte zur Verfügung stellt (blaue Balken). Die Frequenzwerte (schwarze Linie) sind Messdaten einer PMU, welche in Dortmund positioniert ist. Es ist auffällig, dass besonders zu den vollen Stunden, also um 19:00, 20:00 und 21:00 Uhr, hohe Frequenzeinbrüche entstehen. Dies kann, wie in Abschnitt 2.1.2 dargestellt, durch die Ablösung der Kraftwerke entstehen. Dieses Beispiel zeigt, dass besonders bei bereits geschwächten Netzen dieser Prozess zu hohen Frequenzschwankungen und somit zu kritischen Situationen führen können. Stellt man die Frequenzabweichungen sowie Zeiträume, in denen die Frequenz die parametrisierte Schwelle unterschreitet, den Einspeiseleistungen gegenüber, lässt sich bereits eine erste Korrelation erkennen. Um die Korrektheit der Regelung bewerten zu können, sollen im Folgenden weitere Untersuchungen vorgenommen werden. Tabelle 3.5 zeigt in welchen Zeiträumen die parametrisierte Frequenzschwelle unterschritten und mit welcher durchschnittlichen Leistung sich der Speicher entladen hat.

Tabelle 3.5: Parametrierung des Speichercontrollers am 10. Januar 2019

Zeitraum	$f_{-,max}$ unterschritten	$f_{min}$	Leistung Speicher
19:00 - 19:05	19:00:23 - 19:03:47 (3 min 24 s)	49,87 Hz	461 W
20:00 - 20:05	20:01:19 - 20:05:44 (4 min 25 s)	49,88 Hz	236 W
21:00 - 21:05	21:00:18 - 21:06:45	49,8 Hz	1.563 W
21:05 - 21:10	(4 min 25 s)	49,89 Hz	146 W

Um 21:00 Uhr kommt es zu einem besonders hohen Frequenzeinbruch, bis zu einer Minimalfrequenz von 49,8 Hz. Zu diesem Zeitpunkt ist gleichzeitig eine besonders hohe Einspeiseleistung des Energiespeichersystems zu erkennen. In der Zeit zwischen 21:00 - 21:05 Uhr stellt der Speicher rund  $I_{DC} = 4,1$  A zur Verfügung. Da als maximaler Stellwert ein Strom von  $I_{DC} = 10$  A eingestellt wird (vgl. Abschnitt 3.3.3), stellt der Speicher in diesem Zeitraum rund 41 % seiner Regelleistung zur Verfügung. Eine ideale Regelung durch den Speichercontroller würde bedeuten, dass anhand der Frequenzabweichung, gegenüber der parametrisierten Frequenzschwelle, die Entladeleistung proportional geregelt wird. Dies bedeutet, dass bei  $f = f_{-,max} = 49,92$  Hz die

Regelung startet (0 % Entladeleistung) und bei  $f \leq f_{-,min} = 49,80 \text{ Hz}$  100 % der Entladeleistung zur Verfügung gestellt wird. Abbildung 3.29 stellt die prozentualen Stellgrößen dar, welche der Speichercontroller im Idealfall an den Wechselrichter übertragen haben sollte.

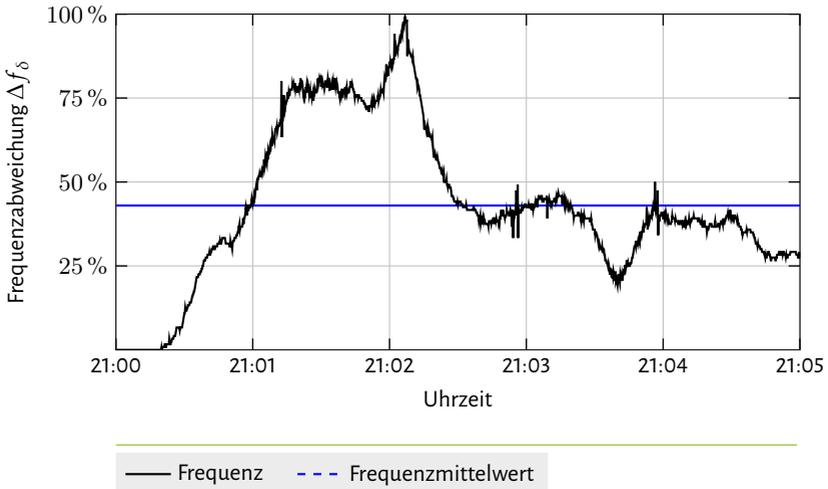


Abbildung 3.29: Schematische Darstellung des Simulationsmodells im Echtzeitsimulator

Aufgrund vieler dynamischer Effekte im Energiesystem unterliegt die Frequenz teilweise hohen Schwankungen, selbst im Millisekundenbereich. Demnach bleibt das Regelverhalten nach Abbildung 3.28 ein Idealfall, in dem der Regelkreis unendlich schnell auf die Frequenz reagiert. Dennoch soll überprüft werden, ob der dargestellte Verlauf ein sinnvolles und präzises Resultat liefert. Hierzu wird der Mittelwert der idealen Stellwerte gebildet, welcher 43 % bzw. 4,3 A beträgt. Im Vergleich zu dem tatsächlich eingespeisten Strom von 4,1 A, ergibt sich somit eine Differenz von 0,2 A zwischen der idealen und bereitgestellten Leistung innerhalb des betrachteten Zeitraums. Die Ursache hierfür ist die begrenzte Reaktionszeit des Wechselrichters. In Hardware-in-the-Loop-Simulationen wurde gezeigt, dass der Wechselrichter rund 600 ms benötigt, um auf einen externen Befehl zu reagieren und den maximalen Gleichstrom von 10 A einzustellen, vgl. Abschnitt 3.3.2). In dem betrachteten Zeitraum ändert sich die Frequenz jedoch sehr schnell, sodass der Wechselrichter nicht sofort die gewünschte Wirkleistung einstellt. Somit kann die geringe Abweichung von zwei Prozent in diesem Beispiel durch das erwähnte Verhalten des Wechselrichters erklärt werden. Es lässt sich jedoch zusammenfassen, dass in diesem Beispiel eine gute Korrelation zwischen der Frequenzmessung und der Primärsteuerung des Speichersystems im Feldversuch erkennbar ist.

## 4 Selektiver Lastabwurf im Verteilnetz

In Abschnitt 2.3 wurden aktuelle Lastabwurfmethoden zusammengefasst. In diesem Kapitel wird ein selektiver Lastabwurf eingeführt, welcher einen Abwurf auf Verteilnetzebene vorsieht. Dies soll zwei nennenswerte Vorteile bieten. Zum einen kann weitestgehend verhindert werden, dass in einem Unterfrequenzfall dezentrale Erzeugungsanlagen vom Netz getrennt werden. Das hat einen frequenzstabilisierenden Effekt und kann dazu führen, dass weniger Lastabwurfstufen ausgelöst werden. In Summe werden dadurch weniger Stromkunden vom Netz getrennt. Zum anderen kann durch eine entsprechende Auslegung des selektiven Konzepts die kritische Infrastruktur eines Verteilnetzes weiterhin mit Strom versorgt werden [163].

Zunächst wird in diesem Kapitel das allgemeine Konzept des selektiven Lastabwurfs beschrieben. Dabei wird das Potenzial dieser Methodik konventionellen Strategien gegenübergestellt. Zudem wird beschrieben, wie ein selektiver Lastabwurf in einem Verteilnetz organisiert und realisiert werden kann. Neben der allgemeinen Konzeptbeschreibung wird zudem ein Parametrierungsalgorithmus vorgeschlagen, welcher vom Netzbetreiber angewendet werden kann. Anschließend werden verschiedene Umsetzungsmöglichkeiten eines selektiven Lastabwurfkonzepts in der Mittel- sowie Niederspannung beschrieben. Um die Anwendbarkeit der vorgeschlagenen Konzepte sowie Algorithmen testen zu können, werden verschiedene dynamische Simulationen durchgeführt. Statische Simulationen sollen zeigen, welchen Einfluss ein selektiver Lastabwurf auf ein Verteilnetz haben kann und wie der vorgeschlagene Parametrierungsalgorithmus eingesetzt wird. Zudem werden dynamische Simulationen in einem Punktmodell durchgeführt, um die möglichen Einflüsse eines selektiven Lastabwurfs auf die Netzfrequenz zu analysieren und konventionellen Konzepten gegenüberzustellen. Nachdem die Konzepte beschrieben und entsprechende Simulationsergebnisse vorgestellt wurden, wird der Prototyp eines neu entwickelten Unterfrequenzrelais beschrieben. Dieser Prototyp soll in der Lage sein die in der Konzeptbeschreibung aufgeführten Anforderungen zu erfüllen. Um das Verhalten des Prototypen zu testen, werden verschiedene Laborversuche durchgeführt und ausgewertet. Weiterhin wird der Prototyp in einem mehrmonatigen Feldversuch eingesetzt, um die Integration in ein bestehendes System sowie die Zuverlässigkeit zu analysieren. Die entsprechenden Realisierungen sowie Ergebnisse werden schließlich ausgewertet und bewertet.

### 4.1 Konzeptbeschreibung

Die Grundidee des selektiven Lastabwurfs ist nicht die Durchführung eines Lastabwurfs auf Umspannwerkebene, sondern auf Ortsnetzstationsebene oder ein direkter Abwurf der Endverbraucher. Im Gegensatz zum konventionellen Konzept muss dabei ein Verteilnetz mit mehreren Unterfrequenzrelais ausgestattet werden. Im Folgenden sollen zwei unterschiedliche Ansätze zur Durchführung eines selektiven Lastabwurfs diskutiert werden, welche in Abbildung 4.1 anhand eines stark vereinfachten Verteilnetzes skizziert sind. In dieser Abbildung ist neben der Installation konventioneller Unterfrequenzrelais, welche in Abbildung 2.11 erläutert sind, die Installation der Relais in der Mittel- (selektiv #1) und Niederspannungsebene (selektiv #2) skizziert.

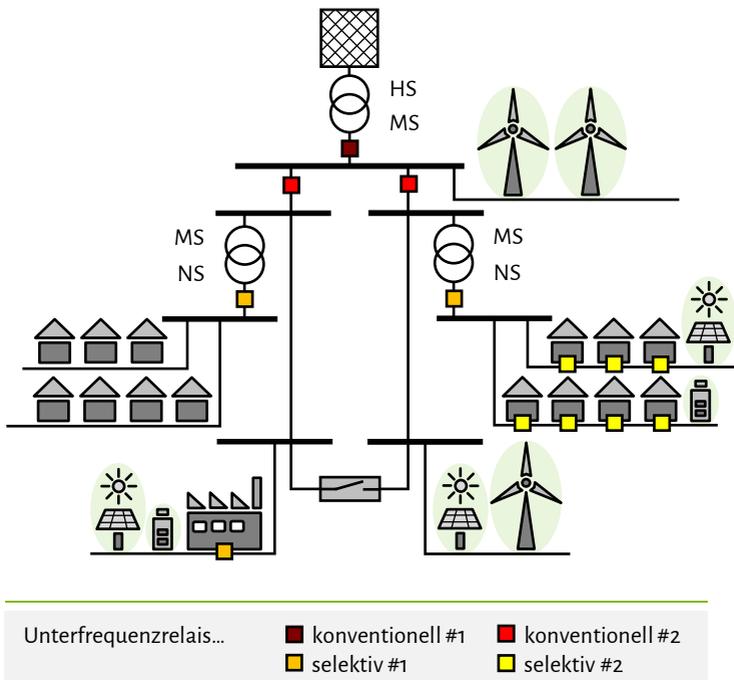


Abbildung 4.1: Schematische Darstellung eines selektiven Lastabwurfkonzepts in der Mittel- (selektiv #1) und Niederspannungsebene (selektiv #2)

Die selektiven Konzepte bieten aus rein technischer Sicht einen deutlichen Mehrwert gegenüber dem konventionellen Konzept. Da hierbei jedoch mehrere Unterfrequenzrelais neu geplant, installiert und betrieben werden müssen, erhöht sich der wirtschaftliche Aufwand deutlich. Daher

ist es notwendig eine Vorabanalyse durch Potenzialabschätzungen durchzuführen, um einen Selektionsgrad zu bestimmen, der sowohl technisch effizient als auch wirtschaftlich vertretbar ist. Zudem muss eine Organisationsstruktur zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem Verteilnetzbetreiber definiert werden, um einen geregelten Ablauf zu sichern. Für die Umsetzung eines selektiven Lastabwurfkonzepts im Verteilnetz ist es zudem notwendig geeignete Parametrierungsalgorithmen zu definieren, welche der Verteilnetzbetreiber verwenden kann. Wie schon in Abbildung 4.1 dargestellt, kann im Allgemeinen zwischen zwei Selektionsgraden unterschieden werden, welche hier als selektiv #1 und selektiv #2 bezeichnet werden. Diese Konzepte werden zunächst getrennt voneinander und dann in Kombination beschrieben sowie analysiert. Hieraus ergibt sich eine Gliederung nach Abbildung 4.2 für dieses Unterkapitel.

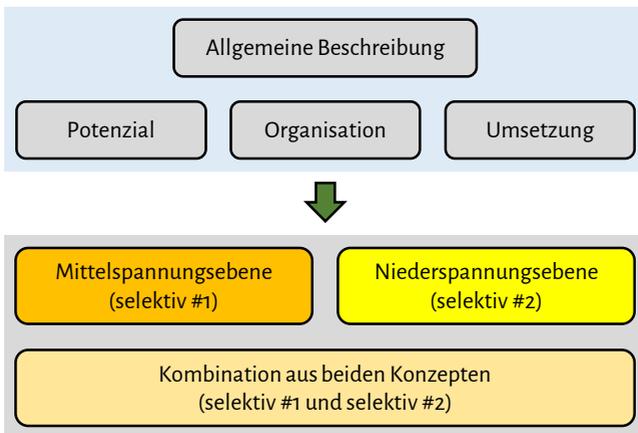


Abbildung 4.2: Gliederung der Konzeptbeschreibung für einen selektiven Lastabwurf

#### 4.1.1 Potenzialabschätzung eines selektiven Lastabwurfs

Wie bereits in den Grundlagen beschrieben, wird der frequenzabhängige Lastabwurf derzeit vornehmlich im Umspannwerk realisiert. Dies bedeutet, dass im Falle eines Unterfrequenzereignisses ganze oder Teile von Mittelspannungsnetzen vom restlichen Netz getrennt werden. Dieses Konzept ist durchaus wirksam, solange im unterlagerten Netz keine Erzeugungsanlagen installiert sind, denn diese könnten im Falle einer Unterfrequenz ebenfalls im Rahmen des Abwurfs vom Netz getrennt werden. In Abschnitt 2.3 sind bereits erste Maßnahmen vom FNN festgehalten, um den Abwurf dezentraler Erzeugungsanlagen weitestgehend zu verhindern. Dabei wird unter Anderem eine Wirkleistungsrichtungserkennung durch die Unterfrequenzrelais vorgeschlagen, welche im

Falle einer Rückspeisung nicht auslösen sollen. Dies ist zwar ein erster sinnvoller Schritt, um der Integration erneuerbarer Energien zu begegnen, jedoch kann diese Umsetzung nicht immer einen Abwurf dieser Anlagen verhindern. Denn besonders im Falle einer hohen Einspeisung kann dieses Konzept Ressourcen nicht nutzen, welche einen frequenzstabilen Einfluss ausüben könnten. Ein stark vereinfachtes Beispiel in Abbildung 4.3 soll diese Problematik verbildlichen.

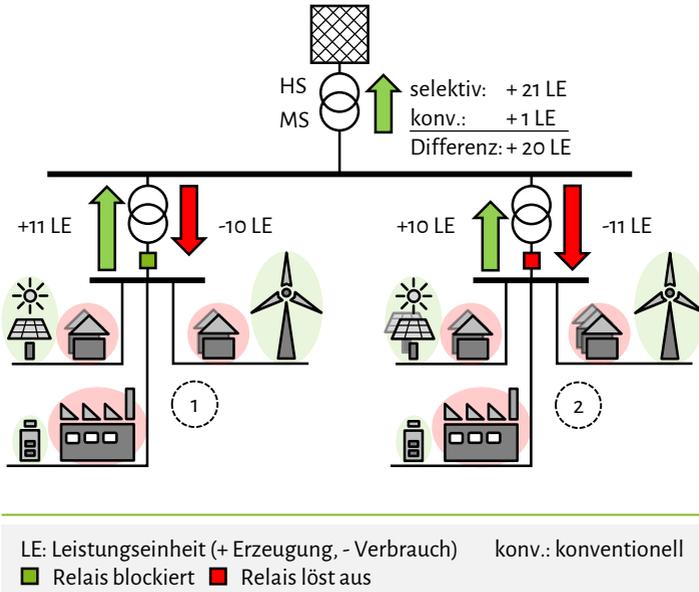


Abbildung 4.3: Vereinfachtes Beispiel zur Darstellung eines Lastabwurfs mit Wirkleistungsrichtungserkennung auf Umspannwerkebene

In der Abbildung ist ein Mittelspannungsnetz mit zwei Abgängen dargestellt. Dabei ist an jedem Abgange ein Unterfrequenzrelais mit jeweils einer Wirkleistungsrichtungserkennung installiert. Abgang (1) weist hierbei zum betrachteten Zeitpunkt eine Rückspeisung von elf Leistungseinheiten (LE) auf. Gleichzeitig beziehen die Lasten in dem unterlagerten Netz zehn Leistungseinheiten. Als Resultat wird eine netto Rückspeisung von einer Leistungseinheit vom Unterfrequenzrelais gemessen. Im Falle eines Unterfrequenzereignisses würde dieses Relais also nicht auslösen. Beim zweiten Abgang (2) werden elf Leistungseinheiten verbraucht und zehn erzeugt, sodass netto ein Verbrauch von einer Leistungseinheit gemessen wird. Das Frequenzrelais würde also auslösen, falls die parametrisierte Frequenzschwelle erreicht wird. Im Normalbetrieb würde theoretisch kein Leistungsaustausch mit dem Hochspannungsnetz stattfinden, da sich das Netz selbst mit ausrei-

chend Energie versorgen können. Kommt es jedoch zu einem nennenswerten Frequenzeinbruch, sodass die Frequenzgrenzen beider Relais erreicht werden, löst nur das Relais an Abgang (2) aus. In Summe kommt es also zu einer Rückspeisung von einer Leistungseinheit in das Hochspannungsnetz. Dies unterstützt zwar das Gesamtnetz, um den Frequenzeinbruch zu beherrschen, jedoch nur in einem geringen Maß. Im Vergleich zur Ausgangssituation wird netto lediglich eine Leistungseinheit eingespart, was näherungsweise gleichzusetzen ist mit einem Abwurf von einer Leistungseinheit als Last. Hier wird deutlich, dass das Potenzial des Verteilnetzes nicht voll ausgeschöpft wird. Denn in Summe kann ein Verbrauch von  $-21$  Leistungseinheiten Verbrauch und  $+21$  Leistungseinheiten Erzeugung gemessen werden. Ist man nun in der Lage die Lasten gezielt vom Netz zu trennen, sodass die Erzeugungsanlagen weiterhin in das Netz einspeisen können, so ergibt sich eine Rückspeisung in das überlagerte Netz von  $+21$  Leistungseinheiten. Dies entspricht einer Differenz von  $+20$  Leistungseinheiten im Gegensatz zum konventionellen Beispiel. Prozentual betrachtet werden im konventionellen Beispiel folglich nur rund  $\frac{1 \text{ LE}}{21 \text{ LE}} = 5\%$  des gesamten Potenzials ausgeschöpft. Es sei zu erwähnen, dass dieser hohe Unterschied insbesondere durch die in diesem Beispiel erwähnte hohe Einspeisung erneuerbarer Energien zu begründen ist.

Um den Mehrwert eines selektiven Lastabwurfs einheitlicher zu beschreiben, soll das Potenzial im Folgenden mathematisch beschrieben werden. Hierbei wird das Leistungspotenzial berechnet, welches die Differenz der Residuallast vor und nach einem Lastabwurf darstellt. Als Messpunkt gilt hier der Installationsort des Unterfrequenzrelais, wie bereits in Abbildung 4.3 skizziert. Wird also vor dem Abwurf eine Residuallast von  $P_{\text{resid,vorher}}$  und nach dem Abwurf eine Residuallast von  $P_{\text{resid,nachher}}$  gemessen, so ergibt sich ein Leistungspotenzial von

$$P_{\text{Potenzial}} = P_{\text{resid,vorher}} - P_{\text{resid,nachher}} \quad (4.1)$$

Dabei wird in diesem Beispiel der Leistungsbezug positiv und eine Einspeisung negativ gesetzt. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Residuallast als  $P_{\text{resid}} = P_{\Sigma \text{Last}} - P_{\Sigma \text{Gen}}$  definiert ist, kann Formel 4.1 wie folgt ergänzt werden:

$$P_{\text{Potenzial}} = \underbrace{\left( P_{\Sigma \text{Last,vorher}} - P_{\Sigma \text{Gen,vorher}} \right)}_{\text{konventionell}} - \underbrace{\left( P_{\Sigma \text{Last,nachher}} - P_{\Sigma \text{Gen,nachher}} \right)}_{\text{selektiv}} \quad (4.2)$$

Wird nun, wie im konventionellen Ansatz, der gesamte Knoten mit allen Lasten und Einspeisern vom Netz getrennt, so ist lediglich der erste Term relevant, da sowohl die Summe der Lasten als auch der Einspeiser nach dem Abwurf gleich Null ist. Beim selektiven Konzept hingegen bleibt

die Einspeisung weitestgehend und unter Umständen ein Restanteil an Lasten bestehen, je nach Selektionsgrad. Ist der Selektionsgrad besonders hoch, so wird sich ein geringes  $P_{\Sigma\text{Last,nachher}}$  und ein hohes  $P_{\Sigma\text{Gen,nachher}}$  einstellen, was zu einem Anstieg des Potenzials führt. Im Idealfall ist  $P_{\Sigma\text{Last,nachher}} = 0$  und  $P_{\Sigma\text{Gen,nachher}} = P_{\Sigma\text{Gen,vorher}}$ :

$$P_{\text{Potenzial,100\%selektiv}} = P_{\Sigma\text{Last,vorher}} \tag{4.3}$$

Dieses Ergebnis ist trivial und verdeutlicht einen wichtigen Aspekt des selektiven Lastabwurfs gegenüber dem konventionellen Konzept. Bei dem konventionellen Konzept ist das Abwurfpotenzial deutlich von der Einspeisung abhängig, wohingegen die Einspeisung beim selektiven Konzept eine untergeordnete Rolle spielt. Um diesen Unterschied näher zu verdeutlichen, wird eine Berechnung mit unterschiedlichen Last-Einspeise-Verhältnissen an einem Knoten durchgeführt, siehe Abbildung 4.4.

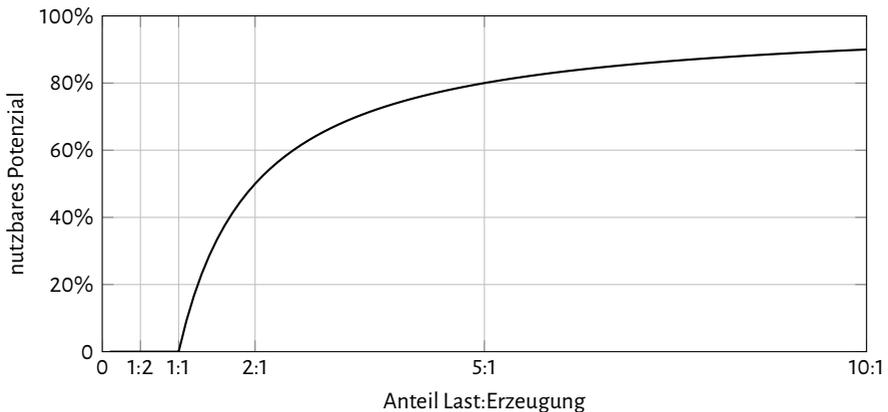


Abbildung 4.4: Darstellung des nutzbaren Potenzials eines Lastabwurfs auf Umspanwerkebene mit einer Wirkleistungsrichtungserkennung

Die Abbildung stellt das nutzbare Potenzial eines Lastabwurfs auf Umspanwerkebene mit einer Wirkleistungsrichtungserkennung gegenüber einem reinen selektiven Lastabwurf dar. 100% entspricht hierbei einem reinen selektiven Konzept, in dem ausschließlich Lasten vom Netz getrennt werden. Der Graph ergibt sich aus der Berechnung des Potenzials des konventionellen Konzepts (siehe Formel 4.2) bezogen auf das Potenzial des selektiven Konzepts (siehe Formel 4.3):

$$\text{Potenzialausnutzung} = \frac{P_{\text{Potenzial}}}{P_{\text{Potenzial},100\% \text{selektiv}}} = \frac{P_{\Sigma \text{Last,vorher}} - P_{\Sigma \text{Einspeisung,vorher}}}{P_{\Sigma \text{Last,vorher}}} \quad (4.4)$$

Diese Gesetzmäßigkeit gilt jedoch nur für den Fall, dass  $P_{\Sigma \text{Last,vorher}} > P_{\Sigma \text{Einspeisung,vorher}}$  ist, da das Relais im anderen Fall aufgrund der Wirkleistungsrichtungserkennung blockieren würde. Da aufgrund der Blockierung keine Veränderung des Netzzustandes erreicht wird, ist das genutzte Potenzial gleich Null. Demgegenüber ist man mit dem selektiven Konzept durchaus in der Lage Lasten abzuwerfen, was ein zentraler Vorteil ist. Denn selbst für ein Verhältnis 1:1 zwischen Last und Einspeisung wird durch das Relais im Umspannwerk nicht eingegriffen. Besonders für Netze mit einer hohen Einspeisung und gleichzeitig hohem Verbrauch würde der Abwurf dieser hohen Lastmengen das Netz deutlich entlasten können, um den Frequenzeinbruch zu beherrschen. Ist die Last höher als die Einspeisung, so blockiert das Relais nicht, sondern wird das unterlagerte Netz abwerfen. Dies entlastet das Netz zwar, jedoch wird hier nicht das volle Potenzial ausgeschöpft, da neben den Lasten ebenfalls die Einspeiser vom Netz getrennt werden. Bei einem Last-Einspeise-Verhältnis von 2:1 wird beispielsweise 50 % des Potenzials genutzt. Im Klartext bedeutet dies, dass die Residuallast nach einem selektiven Abwurf doppelt so hoch ist wie im konventionellen Konzept. Je höher der Lastanteil steigt, desto wirksamer ist der konventionelle Abwurf. Im Zuge der vermehrten Installation dezentraler Erzeugungsanlagen im Mittel- und Niederspannungsnetz kann dies jedoch zu erheblichen Leistungseinbußen führen, sodass neue Konzepte zur Frequenzhaltung diskutiert werden müssen. Wie schon bei der Festlegung einer Wirkleistungsrichtungserkennung sollte jedoch nicht ein einzelnes Konzept für alle Netze gleichermaßen gelten, sondern insbesondere für solche Netze vorgeschlagen werden, welche über einen hohen Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen verfügen.

#### 4.1.2 Beschreibung einer möglichen Organisationsstruktur

Nicht nur hinsichtlich der technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften sollte ein Lastabwurfkonzept bewertet werden. Ein wichtiger Bestandteil eines funktionierenden Konzepts ist ein geregelter Organisationsablauf. Dabei ist die Abstimmung zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem Verteilnetzbetreiber von besonderer Bedeutung. Der Übertragungsnetzbetreiber ist für die Stabilität des eigenen Energieübertragungssystems zuständig und definiert dahingehend das Lastabwurfkonzept, vgl. Abschnitt 2.3.1. Da bei einem selektiven Lastabwurf die Frequenzrelais im Verteilnetz installiert werden sollen und der Übertragungsnetzbetreiber meist über nur wenige Detailinformationen des Verteilnetzes verfügt, ist es die Aufgabe des Verteilnetzbetreibers ein ge-

eignetes Konzept zu erstellen. Abbildung 4.5 stellt eine Möglichkeit der Organisationsstruktur zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern zur Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs im Verteilnetz schematisch dar.

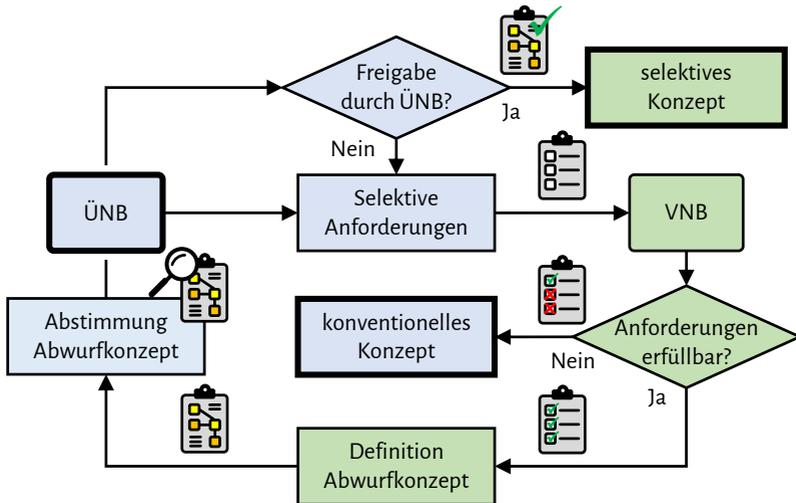


Abbildung 4.5: Darstellung der Organisationsstruktur zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern zur Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs im Verteilnetz

Der Übertragungsnetzbetreiber legt Anforderungen zur Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs fest. Diese Anforderungen definieren unter anderem die Frequenzstufen unter Angabe der abzuwerfenden prozentualen Summenlast je Stufe ( $P_{\text{soil}}$ ). Dabei sollten so viele Frequenzstufen definiert werden, wie für das jeweilige Verteilnetz technisch sinnvoll umsetzbar ist. Zudem müssen zeitliche Anforderungen sowie die Robustheit des Konzepts nachgewiesen werden. Der Verteilnetzbetreiber muss prüfen, ob die selektiven Anforderungen für sein Verteilnetz erfüllbar sind. Hierzu werden eingehende Analysen hinsichtlich der technischen Umsetzbarkeit sowie wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt. Können die Anforderungen nicht erfüllt werden, so wird das konventionelle Konzept umgesetzt. Sind die Anforderungen jedoch erfüllbar, muss der Verteilnetzbetreiber ein geeignetes Konzept vorstellen. Dabei weist der Verteilnetzbetreiber die jeweiligen Frequenzstufen den Unterfrequenzrelais in seinem Netz zu oder definiert die Umsetzung einer automatischen oder manuellen Parametrierung in festen Zeitabständen. Zudem wird ein Nachweis erbracht, wie hoch der Selektionsgrad nach der Umsetzung des jeweiligen Konzepts ist. Die Umsetzung eines entsprechenden Konzepts wird in den Abschnitten 4.2 und 4.3 näher erläutert. Das selektive Lastabwurfkonzept wird anschließend mit dem Übertragungsnetzbetreiber abge-

stimmt, welcher über eine Freigabe entscheidet. Im Falle einer Ablehnung muss der Verteilnetzbetreiber ein neues Konzept vorlegen oder das konventionelle Konzept umsetzen. Wird das vorgelegte Konzept freigegeben, so ist der Verteilnetzbetreiber verpflichtet innerhalb einer definierten Zeit dieses Konzept umzusetzen. Während dieser Übergangsphase bleibt das konventionelle Konzept bestehen und wird letztlich vom selektiven Konzept abgelöst. Zudem ist es denkbar, dass das konventionelle Konzept als Ergänzung bestehen bleibt, jedoch die Abwurfstufe auf die unterste Frequenzgrenze gesetzt wird. Dies kann als zusätzliche Absicherung umgesetzt werden, falls das selektive Konzept nicht effektiv greift.

### 4.1.3 Entwicklung eines Parametrierungsalgorithmus

In Abbildung 4.5 ist bereits die Organisationsstruktur skizziert, welche, bei erfolgreicher Freigabe durch den Übertragungsnetzbetreiber, die Umsetzung eines selektiven Konzepts ermöglicht. Neben der Installation von dezentralen Unterfrequenzrelais in entsprechenden Ortsnetzstationen oder Kundenanlagen spielt die Parametrierung der Relais eine besondere Rolle. Hierbei sollte vorausgesetzt werden, dass die Relais weitestgehend über eine kommunikationstechnische Anbindung zur Leitzentrale verfügen und eine zyklische Fernparametrierung zulassen. Allgemein können für die Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs bestimmte Anforderungen formuliert werden. Ein Hauptfokus liegt hierbei auf der Umsetzung eines stabilen Lastabwurfs durch Vermeidung von möglichen Überlastungen und Spannungsproblemen. Diese Anforderung spielt eine besondere Rolle bei der Konzepterstellung, da nur dann ein erfolgreicher Lastabwurf auf Verteilnetzebenen durchgeführt werden kann, wenn das Netz aufgrund von Abschaltungen nicht zusammenbricht. Dies kann beispielsweise passieren, indem durch hohe Rückspeisungen Überlastungen oder nennenswerte Spannungsänderungen entstehen. Zudem können Transformatoren abgeschaltet bzw. beschädigt werden, falls zu hohe Rückspeisungen auftreten. Dahingehend ist es notwendig das Netz zu überwachen und vor jeder Neuparametrierung eine Netzberechnung durchzuführen, um die Ausmaße eines Lastabwurfs abschätzen zu können. Abbildung 4.6 stellt diesen Ablauf schematisch dar.

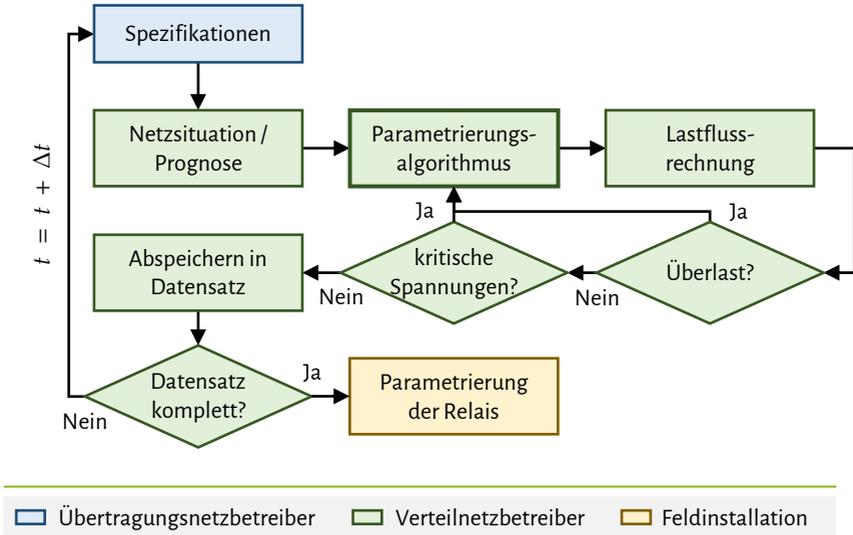


Abbildung 4.6: Veranschaulichung des Ablaufs zur zyklischen Parametrierung von Unterfrequenzrelais im Verteilnetz nach [19]

Der Übertragungsnetzbetreiber gibt die Referenzleistungen  $P_{\text{soill},j}$  vor, welche je Lastabwurfstufe  $j$  idealerweise vom Netz getrennt werden soll. Der Verteilnetzbetreiber ist nun dafür zuständig die Relais so zu parametrieren, dass im Unterfrequenzfall genau diese Leistungen abgeworfen werden können. Aufgrund der Volatilität der Erzeuger und Lasten, verändert sich die Netzsituation jedoch innerhalb kurzer Zeiträume. Demnach empfiehlt es sich eine zyklische Parametrierung vorzunehmen. Wie groß dieser Zyklus sein sollte, muss für jedes Verteilnetz einzeln abgestimmt werden, da sie sich in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur stark unterscheiden können. Zudem ist der Zyklus abhängig von der umgesetzten Lastabwurfstrategie. So können die Neuparametrierungen monatlich, wöchentlich, täglich oder mehrmals innerhalb eines Tages durchgeführt werden. Um eine optimierte Parametrierung durchzuführen, nutzt der Netzbetreiber einen Parametrierungsalgorithmus, welcher folgende Anforderungen erfüllt:

- Möglichst genaue Einhaltung der abzuwerfenden Leistung je Frequenzstufe.
- Abwurf möglichst weniger Lasten / Lastbereiche.
- Sicherstellung einer Diskriminierungsfreiheit, soweit möglich.
- Priorisierung von kritischen Lasten.
- Vermeidung des Abwurfs von Energieerzeugungsanlagen.

Insbesondere für die Sicherstellung der Diskriminierungsfreiheit muss ein Algorithmus entwickelt werden, welcher für jeden Berechnungsdurchlauf unterschiedliche Parametrierungen für die einzelnen Frequenzrelais vorgibt. Anhand eines Simulationsmodells des betrachteten Verteilnetzes, wird eine Lastflussrechnung mit den entsprechenden Parametrierungen durchgeführt. Hierbei wird der Zustand simuliert, in dem alle Lastabwurfstufen ausgeführt werden. Treten Überlasten oder kritische Spannungen auf, wird der Algorithmus neu durchgeführt, bis keine netzkritischen Zustände mehr festgestellt werden. Die entsprechenden Parametrierungen der Relais können in einen Datensatz abgespeichert werden. Wie bereits erwähnt, sollte eine zyklische Parametrierung vorgenommen werden, um die Relaisparameter an die Netzsituation anzupassen. Dabei sollte es möglich sein nicht nur einen einzelnen Frequenzwert, sondern einen Datensatz mit zeitlicher Zuweisung an das Relais zu senden. Tabelle 4.1 zeigt einen beispielhaften Datensatz für eine stündliche Parametrierung für einen kompletten Tag.

Tabelle 4.1: Beispiel eines 24 h-Datensatzes für ein Relais

00:00 - 01:00	01:00 - 02:00	02:00 - 03:00	03:00 - 04:00	...
48,2 Hz	48,8 Hz	48,6 Hz	48,1 Hz	...

Ist der Datensatz komplett, wird dieser an die Relais versendet, welche die Werte abspeichern und eine entsprechende Parametrierung vornehmen.

Im Folgenden wird ein Parametrierungsalgorithmus vorgestellt, welcher die oben aufgelisteten Anforderungen erfüllen soll und in Abschnitt 4.2.1 simulativ erprobt wird. Da es sich hierbei um ein Optimierungsproblem handelt, wird auf den Simplex-Algorithmus zurückgegriffen. Dieser wird in [19] für die erstmalige Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs als ganzzahlige lineare Optimierung verwendet. Diese Vorgehensweise wird um weitere Funktionen erweitert, um den Algorithmus auf ein Simulationsnetz anzuwenden und eine Kombination aus beiden selektiven Konzepten zu berücksichtigen (siehe selektiv #1 und selektiv #2 in Abbildung 4.1). Zudem werden weitere Zuweisungskriterien, wie die Gewichtung von Abwurfpunkten, integriert. Die Zielfunktion für die Optimierung lässt sich wie folgt formulieren [19]:

$$\text{Zielfunktion} \quad \max \underbrace{\left( \sum_{i=1}^m \Lambda_i \cdot P_{\text{Last},i} \cdot x_i \right)}_{\text{gewichtete Abwurflast}} - \underbrace{(\lambda \cdot |\epsilon|)}_{\text{gewichteter Fehler}} \quad (4.5)$$

Diese Gleichung stellt die Zielfunktion für jede Lastabwurfstufe dar, in der maximal  $m$  Knoten abgeworfen werden können. Das bedeutet, dass die Optimierung für jede Frequenzstufe neu berech-

net wird unter Berücksichtigung der bereits abgeworfenen Knoten.  $\Lambda_i$  stellt die Gewichtung des jeweiligen Lastabwurfpunktes  $i$  dar. Da die Bedingung maximiert werden soll, bedeutet eine hohe Gewichtung, dass dieser Lastabwurfpunkt bevorzugt abgeworfen wird.  $P_{\text{Last},i}$  stellt die aktuelle bzw. zuletzt gemessene oder geschätzte Leistung am Abwurfpunkt dar. Die Variable  $x_i$  ist eine Binärvariable, und beschreibt den Schaltzustand des Knotens Soll ein Knoten  $i$  abgeworfen werden, ist  $x_i = 1$  (Schalter öffnen). Im anderen Fall ist  $x_i = 0$  (Schalter geschlossen). Die Variable  $\epsilon$  stellt die Leistungsdifferenz ( $\epsilon = |P_{\text{gefordert}} - P_{\text{abgeworfen}}|$ ) der abgeworfenen Leistung  $P_{\text{abgeworfen}}$  gegenüber der Referenzleistung  $P_{\text{soll}}$ , welche vom Übertragungsnetzbetreiber vorgegeben wird, dar. Da dieser Fehler weitestgehend vermieden und die Zielfunktion nach Gleichung 4.5 maximiert werden soll, gehen diese Fehler negativ in die Formel ein. Wie sehr diese Fehlerminimierung berücksichtigt werden soll, kann ebenfalls durch einen Gewichtungsfaktor  $\lambda$  definiert werden. Je höher dieser Faktor ist, desto eher wird die Gleichung auf einen minimalen Fehler optimiert. Wie diese Fehler zustande kommen ergibt sich aus der weiteren Bedingung

$$\text{Nebenbedingung} \quad \underbrace{\left( \sum_{i=1}^m P_{\text{Last},i} \cdot x_i \right)}_{\text{Abwurflast}} + |\epsilon| = P_{\text{soll},j} \quad \text{mit} \quad x_i \in \{0;1\} \quad (4.6)$$

Diese Nebenbedingung legt fest, dass die Summe aller abzuwerfenden Lasten  $P_{\text{Last},i} \cdot x_i$  in der jeweiligen Lastabwurfstufe  $j$  unter Berücksichtigung eines Fehlers die geforderte Referenzleistung  $P_{\text{soll},j}$  annehmen soll. Der Fehler muss berücksichtigt werden, da es nicht immer möglich ist die Referenzleistung zu erreichen. Tabelle 4.2 zeigt eine einfache Beispielrechnung zur Bestimmung der optimalen Lastabwurfverteilung von fünf Knoten. In diesem Beispiel stehen  $m = 5$  Lasten mit entsprechenden Leistungen  $P_{\text{Last},i}$  und Gewichtungen  $\Lambda_i$  für einen Abwurf zur Auswahl. Als Vorgabe gilt es in der aktuellen Lastabwurfstufe eine Referenzleistung von  $P_{\text{soll}} = 5$  Leistungseinheiten abzuwerfen. Hierbei werden zwei mögliche Kombinationen betrachtet. Im ersten Fall werden die Lasten mit der Leistung von  $P_{\text{Last},1} = 1$  und  $P_{\text{Last},3} = 3$  abgeworfen. Hierbei ergibt sich ein Fehler von  $\epsilon = 1$ . Dadurch sind alle Nebenbedingungen erfüllt, vgl. Formel 4.6. Wird die Formel 4.5 der Zielfunktion berechnet, so ergibt sich ein Wert von 7. Im zweiten Fall wird nur eine Last abgeworfen, welche eine Leistung von  $P_{\text{Last},5} = 5$  bezieht. Da dies exakt der Referenzleistung entspricht, ist der Fehler  $\epsilon = 0$ . Wird hier ebenfalls die Zielfunktion berechnet, so ergibt sich ein Wert von 5. Die Zielfunktion besagt nun, dass die Kombination genutzt wird, bei der die Gleichung  $P_{\text{Last,sum},\Lambda} - (\lambda \cdot |\epsilon|)$  maximal ist. In diesem Beispiel führt dies dazu, dass die Lasten L1 und L3 abgeworfen werden, obwohl die Abweichung vom Sollwert größer ist. Dies liegt insbesondere in der hohen Gewichtung dieser Lasten ( $\Lambda_1 = 2$  und  $\Lambda_3 = 2$ ) und gleichzeitig einer niedrigen Gewichtung des Fehlers ( $\lambda = 1$ ) begründet. Würde die Gewichtung der Lasten auf  $\Lambda_1 = \Lambda_3 = 1$

reduziert werden, so würde sich ein Endwert von  $P_{\text{Last,sum},\Lambda,II} - (\lambda \cdot |\epsilon|) = 1 + 3 - 1 = 2 < 5$  ergeben, sodass Kombination II gewählt werden würde. Eine höhere Gewichtung des Fehlers auf beispielsweise  $\lambda = 4$  würde ebenfalls zur Auswahl von Kombination II führen, da sich in der Zielfunktion für Kombination I der Endwert  $P_{\text{Last,sum},\Lambda,II} - (\lambda \cdot |\epsilon|) = 8 - 4 \cdot 1 = 4 < 5$  errechnen wird. Dieses Beispiel zeigt, wie die Berechnung sowie Bewertung des Optimierungsalgorithmus funktioniert und wie das Ergebnis durch die Anpassung von Gewichtungsparametern beeinflusst werden kann.

Tabelle 4.2: Beispielrechnung zur Darstellung des Simplex-Algorithmus bei einer Referenzleistung von  $P_{\text{soll}} = 5$  und einer Fehlergewichtung von  $\lambda = 1$  ( $L = \text{Last}$ )

$\Lambda_i$	$P_{L,i}$	$x_{I,i}$	$P_{L,i} \cdot x_{I,i}$	$\Lambda \cdot P_{L,i} \cdot x_{I,i}$	$x_{II,i}$	$P_{L,i} \cdot x_{II,i}$	$\Lambda_i \cdot P_{L,i} \cdot x_{II,i}$
2	1	1	1	2	0	0	0
1	2	0	0	0	0	0	0
2	3	1	3	6	0	0	0
1	4	0	0	0	0	0	0
1	5	0	0	0	1	5	5
$\Sigma$				8			5
	$P_{L,\Sigma}$		4			5	
	$\epsilon = P_{\text{soll}} - P_{L,\Sigma}$	1				0	
	$P_{L,\text{sum},\Lambda} - (\lambda \cdot  \epsilon )$			8 - 1 = 7			5 - 0 = 5

Durch das beschriebene Verfahren lassen sich nicht nur feste, sondern auch dynamische Gewichtungen für einzelne Verbraucher festlegen. Feste Gewichtungen sollten für kritische Lasten genutzt werden, welche mit einem entsprechend niedrigen Faktor parametrisiert sein sollten. Dynamische Gewichtungen können genutzt werden, um beispielsweise eine Diskriminierungsfreiheit zu ermöglichen. Hierzu werden in [19] bereits verschiedene Verfahren beschrieben. Auf eine Anwendung der Gewichtungen wird in Abschnitt 4.1.6 näher eingegangen.

### 4.1.4 Selektiver Lastabwurf im Mittelspannungsnetz

Es ist offensichtlich, dass ein selektiver Abwurf jeder einzelnen Last in einem Verteilnetz das höchste Potenzial bietet, um die Netzfrequenz in einem Fehlerfall zu stabilisieren, vgl. Abbildung 4.4. Jedoch ist diese Umsetzung nicht immer wirtschaftlich sowie technisch sinnvoll, da die Ausstattung jedes Endverbrauchers mit Frequenzrelais mit einem hohen Aufwand verbunden sein kann. Besonders in Niederspannungsnetzen mit gar keinem oder einem sehr geringen Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen ist ein Lastabwurf auf Endverbraucherebene nicht notwendig, vgl. Abbildung 4.1. Demgegenüber kann es von Vorteil sein einen selektiven Lastabwurf auf Ortsnetzstationsebene umzusetzen, falls nur Teile des Verteilnetzes eine hohe dezentrale Einspeisung aufweisen. Demzufolge können die Relais vornehmlich dort installiert werden, wo eine hohe Lastdichte zu erwarten ist. Auch eine Integration einer Wirkleistungsrichtungserkennung dieser Relais ist denkbar. In diesem Abschnitt wird zunächst beschrieben, wie eine Ortsnetzstation geschaltet werden und eine Frequenzmessung sowie Abschaltlogik für einen frequenzabhängigen Lastabwurf realisiert werden kann. Abbildung 4.7 zeigt eine beispielhafte, schematische Umsetzungsmöglichkeit, welche im Folgenden näher erläutert wird.

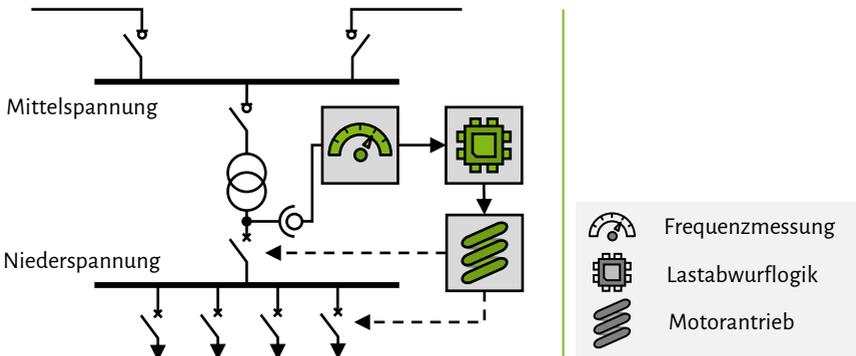


Abbildung 4.7: Umsetzungsmöglichkeit eines Lastabwurfs in einer Ortsnetzstation

Jeder Netzbetreiber verfügt über eigene Standards, was den genormten Einsatz von Ortsnetzstationen in seinem Versorgungsgebiet betrifft, um die Qualität sowie die Kontinuität in Belieferung und Wartung gewährleisten zu können. Unabhängig von Material und Firma müssen jedoch alle Stationen dieselben Gesetze und Normen einhalten, sowie den technischen Spezifikationen der Energieversorger entsprechen, wodurch der grundlegende Aufbau der Netzstation nahezu gleich bleibt [164, 165]. Eine Ortsnetzstation besteht für gewöhnlich aus einer Mittelspannungsschaltanlage, einem Transformator und einer Niederspannungsverteilung. Dabei gilt generell, dass die

Mittelspannungsschaltanlage nicht mehr als fünf Felder hat, während die Niederspannungsverteilung bis zu 14 Abgänge haben kann. In die Mittelspannungsschaltanlage ist meist ein Lasttrennschalter und ein Trennschalter zur optischen Trennung eingebaut. Unterspannungsseitig werden die gesamte Niederspannungsschiene sowie die einzelnen Niederspannungsabgänge häufig mit einem Leistungsschalter abgesichert. [22, 166] Um einen Schalter auslösen zu können, ist es notwendig, dass sich die entsprechenden Schalter über einen Steuerstromkreis fernsteuern lassen. Dies kann jedoch für nahezu alle Leistungsschalter vorausgesetzt werden. Generell gibt es mehrere Möglichkeiten, um Schalter fern-auszulösen: Arbeitsstromauslöser, Unterspannungsauslöser und Motorantriebe. Sowohl der Arbeitsstrom-, als auch der Unterspannungsauslöser funktionieren dabei durch Induktion. Fließt ein Strom über die Steuerkontakte des Gerätes in die Spule, so führt diese zu einer Auslösung des Schalterhebels, welcher mit dem Bauteil verbunden wird. Eine Besonderheit des Motorantriebs ist es, dass der Schalter aus der Ferne wieder zugeschaltet werden kann. Er funktioniert über die Speicherung von Federkraft. Während der Öffnung des Schalter speichert der Antrieb die frei werdende Energie über eine Feder im Gerät- mit der gespeicherten Energie durch die Spannung der Feder kann der Hebel des Schalters dann wieder in die eingeschaltete Position gebracht werden. Folglich sollte für die Umsetzung eines frequenzabhängigen Lastabwurfs ein Motorantrieb vorhanden sein, um eine manuelle Wiederzuschaltung per Hand nach einem Unterfrequenzereignis zu vermeiden. [165]

Messgeräte sind für gewöhnlich nicht dazu geeignet, hohe Spannungen oder Ströme zu messen oder zu schalten, sondern werden meist in einem eigenen Steuerstromkreis oder mit Niederspannung betrieben. Soll in höheren Spannungsebenen gemessen werden, so ist ein separater Steuerstromkreis und somit die Nutzung eines Spannungswandlers für die entsprechende Messung vonnöten. Während in den Umspannwerken von Hoch- auf Mittelspannung der Einsatz solcher Wandler unumgänglich ist, entspricht er in einfachen Ortsnetzstation nicht der Norm. Für gewöhnlich werden hier keine Messungen durchgeführt und somit auch keine Messdaten übermittelt. Eine Nachrüstung der Mittelspannungsschaltanlagen einer Ortsnetzstation lässt sich zwar mit Wandlern nachrüsten, sodass eine Frequenzmessung überspannungsseitig möglich wäre. Allerdings muss bedacht werden, dass diese Wandler nicht nur finanzielle Auswirkungen haben, sondern auch viel Platz in Anspruch nehmen. Aufgrund dessen wäre es in diesem Fall deutlich einfacher und unproblematischer, die Messung unterspannungsseitig durchzuführen.

Eine Installation der Messung sowie weiterer Technik auf der Unterspannungsseite bietet noch weitere Vorteile. Bei den Mittelspannungsschaltanlagen handelt es sich um gas-isolierte und somit gekapselte Schaltfelder, von denen nicht alle modular erweiterbar sind. Auf der Niederspannungsseite reicht hingegen eine Luftisolation aus. Aufgrund dessen wird für gewöhnliche eine offene Gerüst-Bauweise für die Niederspannung gewählt, was eine nachträgliche Anpassbarkeit so-

wie Erweiterbarkeit einfacher gestaltet. Zudem ist die Größe der Niederspannungsanlage, im Gegensatz zur Mittelspannungsanlage, nicht kritisch für die Abmessungen der ONS ist, sodass bei deren Planung meist Reserve mit einkalkuliert. So ist die Niederspannungsverteilung grundsätzlich auf die Maximalbelegung mit zwölf Abgängen ausgelegt. In den meisten Fällen werden jedoch nur vier oder maximal sieben davon verwendet, wodurch freier Platz in der Verteilung entsteht. Die meisten Niederspannungsverteilungen haben eine maximale Breite von 1.000 mm, während die Station mindestens 1.300 mm misst. Sollte sich dort kein Raum finden, um die notwendigen Erweiterung in der Station zu installieren, so könnten die Reserveabgänge der Niederspannungsverteilung genutzt werden. Im Normalfall verfügt eine Station über mindestens vier Reserveplätze für die Sicherungsleisten zusätzlicher Niederspannungsabgänge. Werden diese nicht benötigt, so könnte dieser Platz von ca. 200 x 440 mm genutzt werden, um die benötigte Technik im Nachhinein zu installieren. Alternativ wäre es auch denkbar einen universellen Einsatz des Konzeptes durch die Montage in einem separat gesichertem Gehäuse, außen, an der Stationswand umzusetzen.

### 4.1.5 Selektiver Lastabwurf im Niederspannungsnetz

Um einen selektiven Lastabwurf auf der Niederspannungsebene durchzuführen, bedarf es einer hohen Verteilung von Frequenzrelais direkt beim Verbraucher. Insbesondere die Implementierung einer Kommunikationsinfrastruktur mit einer ausreichenden Verschlüsselung für die Durchführung einer Fernparametrierung kann einen hohen Aufwand bedeuten. Um den technischen sowie wirtschaftlichen Aufwand möglichst gering zu halten, wurde die Integration einer Lastabschaltung in bereits existierende Strukturen untersucht. Dabei sind verschiedene Systemarchitekturen, je nach Einbauort, in Zukunft erforderlich sind. Im Folgenden werden insbesondere drei Realisierungen für ein dezentrales Unterfrequenzrelais untersucht:

1. Nutzung der Kommunikationsstrukturen von Smart Metering Systemen.
2. Eigenständiges Frequenzrelais.
3. Nutzung eines Wechselrichters zur Frequenzmessung und Lastabschaltung.

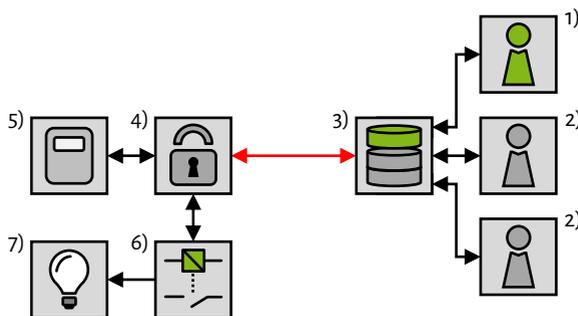
#### **Nutzung der Kommunikationsstrukturen von Smart Metering Systemen**

Machbarkeitsuntersuchungen haben ergeben, dass die heutigen Smart Metering Systeme nur bedingt für ein effizientes selektives Lastabwurfverfahren geeignet sind [19]. Die in den Smart Metern integrierte Frequenzmessung ist von der Genauigkeit ausreichend, jedoch ist die geforderte Messzeit nicht hinreichend schnell, um mindestens den Empfehlungen aus [39] zu genügen. Die richtungsabhängige Leistungsmessung sowie die Kommunikation zum Netzbetreiber kann je-

doch zukünftig von einem Smart Metering System übernommen werden. Die folgenden Verfahren zur Umsetzung unter Nutzung von Smart Metering Systemen werden untersucht:

- Das Smart Metering System stellt die Kommunikationsinfrastruktur bereit.
- Das Smart Metering System stellt die Kommunikationsinfrastruktur sowie Leistungsmessung (inkl. Lastflussrichtung) bereit.
- Das Smart Metering System stellt die Kommunikationsinfrastruktur, die Leistungsmessung (inkl. Lastflussrichtung) sowie die Netzfrequenzfrequenz bereit. Die Abschaltlogik ist im Smart Meter Gateway, in Verbindung mit einer Steuerbox, enthalten.

Eine Möglichkeit zur Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs auf Haushaltsebene bietet die Nutzung einer **Steuerbox**, vgl. Abschnitt 2.4. Da die Steuerbox in die Smart Metering Infrastruktur integriert wird, ist ein Fernzugriff durch den Netzbetreiber möglich. Dabei werden die Sicherheitsstandards des BSI nach [145] durch die Nutzung einer vorhandenen Smart Metering Struktur erfüllt. Zudem ist die Steuerbox kommunikationstechnisch mit einem Smart Meter verbunden, so dass auf Leistungsmessungen für die leistungsabhängige Abschaltung zugegriffen werden kann. Verfügt das Smart Meter über eine ausreichend genaue und schnelle Frequenzmessung, können auch diese Messungen durch die Steuerbox herangezogen werden. Abbildung 4.8 zeigt eine schematische Darstellung einer möglichen Kommunikationsstruktur.



- |                        |                             |                           |
|------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| 1) Netzbetreiber       | 2) Externer Marktteilnehmer | 3) Gateway Administration |
| 4) Gateway             | 5) Smart Meter              | 6) Steuerbox              |
| 7) Abschaltbare Lasten |                             | ↔ BSI-Schutzprofil        |

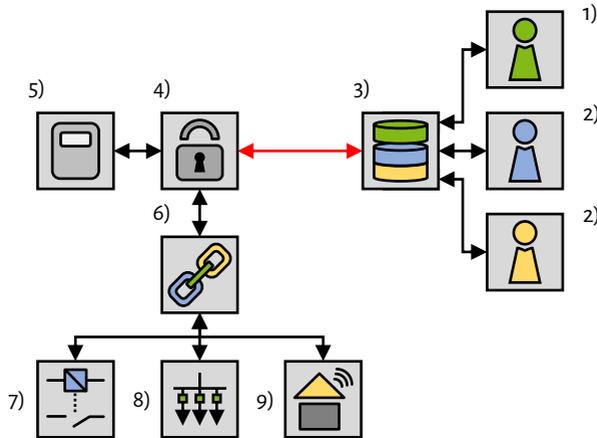
Abbildung 4.8: Implementierung der Unterfrequenzabschaltung in einer Steuerbox

Ein Parameterdatensatz wird vom Netzbetreiber erstellt. Dieser wird über den Gateway Administrator und das Smart Meter Gateway an die Steuerbox übertragen. Die Verschlüsselung sowie Entschlüsselung geschieht durch den Gateway Administrator sowie dem Gateway. Zu beachten ist, dass der Verbindungsaufbau zwischen dem Gateway und Administrator aus Sicherheitsgründen immer vom Gateway ausgeht, vgl. Abschnitt 2.4. Daher muss für die Übertragung der Frequenzgrenzwerte und zum Aufbau der Datenverbindung ein entsprechendes Vorgehen realisiert werden. Eine Möglichkeit ist, dass das Smart Meter Gateway jeweils zu bestimmten Zeiten eine Verbindung aufbaut und abfragt, ob neue Daten vorliegen. Diese Daten werden entsprechend von der Steuerbox abgespeichert. Die Steuerbox misst zudem kontinuierlich die Netzfrequenz und schaltet einzelne Lasten ab, falls die parametrisierten Grenzfrequenzen unterschritten werden. In diesem Fall wird ein Signal an den Netzbetreiber gesendet. Diese wird von der Steuerbox über das Smart Meter Gateway angestoßen oder vom Netzbetreiber abgefragt. Der Netzbetreiber ist anschließend in der Lage eine Wiedereinschaltung vorzunehmen.

Ein Vorteil der Nutzung einer Steuerbox ist der Zugriff auf bereits vorhandene Komponenten. So muss keine neue Kommunikationsinfrastrukturaufbereitet, noch eine spezialisierte Hardware entwickelt werden. Jedoch muss die Steuerbox um die beschriebenen Funktionen erweitert werden. Die Definition der bisherigen Spezifikationen der Steuerbox könnten eine Erweiterung erschweren. Dabei ist insbesondere ein Platzmangel zur Realisierung einer Frequenzmessung in dieser Komponente zu nennen. Derzeit existieren zudem noch Beschränkungen möglicher Mehrwertdienste über den Home Area Network (HAN) und Controllable Local System (CLS)-Kanal, da diese noch nicht im Detail beschrieben sind.

### **Erweiterung der Smart Metering Systemarchitektur**

Sollte eine Realisierung eines Lastabwurfs durch eine Steuerbox nicht möglich sein, ist eine Erweiterung der Smart Metering Systemarchitektur denkbar. Die Erweiterung besteht im Wesentlichen aus einem zusätzlichen Interface zwischen dem Smart Meter Gateway und der Anwendung. Das Interface ermöglicht die datentechnische Trennung unterschiedlicher Anwendungen. Auch der Zugriff auf diese Anwendungen durch unterschiedliche Marktteilnehmer können durch das Interface getrennt werden. Neben Smart Home Anwendungen und einer Steuerbox kann folglich ein eigenständiges Frequenzrelais integriert werden, siehe Abbildung 4.9.



- |                  |                             |                           |
|------------------|-----------------------------|---------------------------|
| 1) Netzbetreiber | 2) Externer Marktteilnehmer | 3) Gateway Administration |
| 4) Gateway       | 5) Smart Meter              | 6) Schnittstelle          |
| 7) Steuerbox     | 8) Frequenzrelais           | 9) Smart Home             |

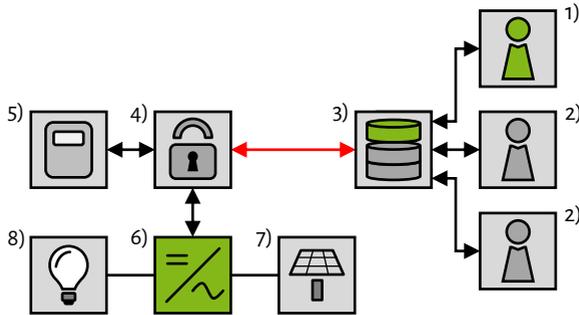
Abbildung 4.9: Erweiterung der Smart Metering Systemarchitektur

Ein Anwender stellt eine Anfrage zur Kommunikation mit einer Endanwendung. Durch die Zertifizierung des Anwenders über die Gateway Administration wird eine Verbindung zum Gateway hergestellt. Der Kommunikationskanal zur Endanwendung wird vom Interface eingeleitet. So kann ein eigenständiges Unterfrequenzrelais, wie es in Abschnitt 4.3.1 beschrieben ist, parametrieren werden. Die Nutzung eines Interfaces stellt sicher, dass unterschiedliche Kommunikationsprotokolle verwendet werden können. Bei dem Relais handelt es sich um ein Modul, welches über eine Frequenzmessung sowie Abschaltmechanismen verfügt. Zudem ist eine Abschaltlogik auf dem Frequenzrelais hinterlegt, um einen Lastabwurf durchführen zu können.

Der Vorteil dieser Erweiterung ist die Trennung verschiedener Anwendungen. So können verschiedene Systeme über einen Kommunikationskanal verknüpft werden. Ein Nachteil ist jedoch der zusätzliche Aufwand durch eine Installation des Interfaces sowie des Frequenzrelais. Die Definition eines zukünftigen Standards mit einem solchen Interface in Smart Metering Systemen würde diesen Mehraufwand reduzieren.

### Nutzung von Wechselrichtertechnologien

Eine alternative Möglichkeit der Umsetzung eines Unterfrequenzrelais ist die Implementierung in einem Wechselrichter. Dabei wird sowohl die Frequenzmessung als auch die Abschaltlogik von dem Wechselrichter übernommen. Über ein Kommunikationsmodul kann die Kommunikation zum Gateway hergestellt werden. Die Lastabschaltung erfolgt über eine Nachrüstung des Wechselrichters durch ein oder mehrere Relais. Abbildung 4.10 stellt die Struktur schematisch dar.



1) Netzbetreiber	2) Externer Marktteilnehmer	3) Gateway Administration
4) Gateway	5) Smart Meter	6) Wechselrichter
7) PV-Anlage	8) Lasten	

Abbildung 4.10: Implementierung eines selektiven Lastabwurfs in einem Wechselrichter

Ein Wechselrichter besteht neben den technischen Komponenten, um einen Gleichstrom in einen Wechselstrom zu transformieren, über interne Prozessoren zur Verwaltung interner Regelungen sowie Kommunikationsprozesse. Demzufolge ist es möglich diese Regelungen um weitere Algorithmen zu erweitern. Datenpakete können über eine Kommunikationsschnittstelle empfangen und verarbeitet werden. Bereits integrierte Frequenzmessungen kann genutzt werden, um eine Abschaltung von Lasten im Unterfrequenzfall vorzunehmen.

Ein Vorteil dieser Methodik ist die Nutzung vorhandener Komponenten für die Kommunikation, die Abschaltlogik sowie die Frequenzmessung. Es ist zudem möglich ausschließlich Lasten abzuwerfen, sodass eine Einspeisung weiterhin gewährleistet wird. Nachteilig ist jedoch, dass die Systeme um eine Lastabwurfschnittstelle erweitert werden müssen. Zudem muss ein einheitliches Format für alle Wechselrichter verschiedener Hersteller vereinbart werden. Zudem sind nur solche Kunden vom Abwurf betroffen sind, welche über einen Wechselrichter verfügen.

### 4.1.6 Selektiver Lastabwurf im Mittel- und Niederspannungsnetz

In den vorherigen Abschnitten wird die Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs auf Mittel- und Niederspannungsebene beschrieben. Dieser Abschnitt untersucht die Kombination aus beiden Konzepten.

In Abschnitt 4.1.3 wird eine Optimierung zur Parametrierung vorgestellt, vgl. Gleichung 4.5 und 4.6. Diese Optimierung muss so angepasst werden, dass nicht nur der Abwurf von einzelnen Lasten, sondern ebenfalls gesamte Niederspannungsnetze auf Ortsnetzstationsebene abgeworfen werden können. Dabei fließt in den Optimierungsalgorithmus eine Liste aller Lasten ein. Um den Abwurf eines Netzabschnitts in den Berechnungen zu berücksichtigen, werden diese Abschnitte als virtuelle Lasten  $v$  mit einer Residuallast von  $P_{V,v} = P_{V,Last,v} - P_{V,Gen,v}$  dargestellt.  $P_{V,Last,v}$  stellt dabei die Summenlast der unterlagerten Endverbraucher und  $P_{V,Gen,v}$  die Summenerzeugung aller dezentralen Anlagen in diesem Netzbereich dar. Wie schon bei den einzelnen Lasten, sollten diese Netzbereiche  $v$  ebenfalls gewichtet werden können ( $\Lambda_{V,v}$ ). Eine Variable  $x_v$  legt fest, ob der Netzbereich  $v$  abgeworfen ( $x_v = 1$ ) oder nicht abgeworfen ( $x_v = 0$ ) werden soll. Daraus ergibt sich die Zielfunktion:

$$\mathbf{ZF} \mid \max \left( \underbrace{\sum_{i=1}^m \Lambda_i \cdot P_{Last,i} \cdot x_i}_{\text{gewichtete Abwurflast}} + \underbrace{\left( \sum_{v=1}^n \Lambda_{V,v} \cdot (P_{V,Last,v} - P_{V,Gen,v}) \cdot x_v \right)}_{\text{gewichtete virtuelle Last}} - \overbrace{(\lambda \cdot |\epsilon|)}^{\text{gew. Fehler}} \right) \quad (4.7)$$

Zusätzlich muss, durch die Berücksichtigung der virtuellen Lasten, die Nebenbedingung 4.6 ebenfalls erweitert werden:

$$\mathbf{NB1} \mid \left( \underbrace{\sum_{i=1}^m P_{Last,i} \cdot x_i}_{\text{Abwurflast}} + \underbrace{\left( \sum_{v=1}^n (P_{V,Last,v} - P_{V,Gen,v}) \cdot x_v \right)}_{\text{virtuelle Last}} + |\epsilon| = P_{soll,j} \right) \quad (4.8)$$

Da nur dann ein Niederspannungsnetz  $v$  abgeschaltet werden soll, wenn die Summenlast  $P_{V,Last,v}$  die Erzeugung  $P_{V,Gen,v}$  in diesem Gebiet übersteigt, gilt folgende Nebenbedingung:

$$P_{V,Last,v} > P_{V,Gen,v} \quad (4.9)$$

Neben dieser Nebenbedingung ist es zudem notwendig eine Bedingung für jede Ortsnetzstati-

on zu formulieren, dass entweder die Ortsnetzstation  $v$  oder die unterlagerten Lasten  $i$  in diesem Ortsnetz  $\Gamma_v$  einzeln abgeworfen werden können. Dies verhindert, dass Lasten doppelt in die Berechnung mit einfließen können:

$$\mathbf{NB\ 2} \quad P_{V,Last,v} \cdot x_{V,v} + \sum P_i \cdot x_i \leq P_{V,Last,v} \quad \text{mit } i \in \{\Gamma_v\} \quad (4.10)$$

Befinden sich beispielsweise drei Lasten  $L_1, L_2$  und  $L_3$  mit den Leistungen  $P_1 = P_2 = P_3 = 5 \text{ kW}$  im unterlagerten Netz eines Ortsnetztransformators  $v$ , so ergibt sich eine virtuelle Last von  $P_{V,Last,v} = P_1 + P_2 + P_3 = 15 \text{ kW}$ . Gleichung 4.10 stellt nun sicher, dass entweder  $x_{V,v} = 1$  (Ortsnetzstation  $v$  wird abgeworfen) oder mindestens ein  $x_i = 1$  (Last  $i$  wird abgeworfen) gesetzt werden kann. Alternativ ist es möglich, dass weder die Ortsnetzstation noch die unterlagerten Lasten abgeworfen werden ( $x_{V,v} = x_i = 0$ ).

Es ist zu berücksichtigen, dass der Lastabwurf über mehrere Stufen durchgeführt wird. Dies bedeutet, dass sich nach Ablauf einer Lastabwurfstufe der Anteil zwischen Erzeugung und Last in einem Niederspannungsnetz ändern kann, falls beispielsweise einzelne Lasten in diesem Netz abgeworfen werden. Folglich ist es notwendig, dass die dynamische Gewichtung für jeden Lastabwurfschritt  $j$  neu berechnet wird. Zusammenfassend ergeben sich folgende Gewichtungen für die einzelnen Endverbraucher (Gleichung 4.11) sowie virtuellen Lasten (Gleichung 4.12):

$$\Lambda_i = \Lambda_{Diskr,i} \cdot \Lambda_{Prio,i} \quad (4.11)$$

$$\Lambda_{V,v} = \Lambda_{V,Diskr,v} \cdot \Lambda_{V,stat,v} \cdot \Lambda_{V,dyn,v} \quad (4.12)$$

Die Gewichtung einzelner Lasten setzt sich aus dem Produkt zweier Faktoren zusammen. Dabei stellt  $\Lambda_{Diskr,i}$  einen Gewichtungsfaktor dar, welcher einen diskriminierungsfreien Lastabwurf gewährleisten soll. Es ist denkbar, dass in zyklischen Abständen, oder jeweils nach der Durchführung eines Lastabwurfs, dieser Faktor neu und automatisiert berechnet wird. Dabei kann dieser Faktor sowohl zufällig, innerhalb definierter Grenzen, oder nach bestimmten Gewichtungsverfahren bestimmt werden, welche in [19] bereits vorgestellt wurden. Der Faktor  $\Lambda_{Prio,i}$  stellt eine statische Gewichtung fest, welche für jede Last individuell eingestellt werden kann. Hierdurch können beispielsweise kritische Infrastrukturen berücksichtigt werden, indem diese mit einem geringen Faktor gewichtet werden. Dies führt dazu, dass die Wahrscheinlichkeit eines Abwurfs dieser Lasten sinkt, vgl. Gleichung 4.7.

Für eine virtuelle Last wird die Gesamtgewichtung nach Gleichung 4.12 durch drei Faktoren bestimmt. Wie bereits bei der Gewichtung bzw. Priorisierung einzelner Lasten, wird ein Gewichtungsfaktor  $\Lambda_{V, \text{Diskr}, v}$  zur Wahrung der Diskriminierungsfreiheit automatisiert bestimmt. Zusätzlich kann eine statische Priorisierung  $\cdot \Lambda_{V, \text{stat}, v}$  je virtueller Last vergeben werden, um kritische Netzbereiche zu berücksichtigen und dementsprechend vom Lastabwurf zu verschonen. Zudem sollte die allgemeine Gewichtung der virtuellen Last einen dynamisch Anteil besitzen, welcher sich an dem Anteil der Einspeisung unterlagerter dezentraler Anlagen  $P_{V, \text{Gen}, v}$  gegenüber dem Verbrauch  $P_{V, \text{Last}, v}$  im selben Netzgebiet orientiert. Dabei können aktuelle oder prognostizierte Leistungswerte dieser dezentralen Anlagen berücksichtigt werden, sodass bei einer hohen Einspeisung die Gewichtung niedriger ausfällt. Die Gewichtung kann linear:

$$\Lambda_{V, \text{dyn}, v} = 1 - \frac{P_{V, \text{Gen}, v}}{P_{V, \text{Last}, v}}, \quad (4.13)$$

quadratisch:

$$\Lambda_{V, \text{dyn}, v} = 1 - \left( \frac{P_{V, \text{Gen}, v}}{P_{V, \text{Last}, v}} \right)^2, \quad (4.14)$$

oder mit einer Wurzelfunktion:

$$\Lambda_{V, \text{dyn}, v} = 1 - \sqrt{\left( \frac{P_{V, \text{Gen}, v}}{P_{V, \text{Last}, v}} \right)} \quad (4.15)$$

berechnet werden. Zudem können Sonderfunktionen, wie beispielsweise

$$\Lambda_{V, \text{dyn}, v} = 1 - \left( \frac{P_{V, \text{Gen}, v}}{P_{V, \text{Last}, v}} \right)^{0,5} - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{V, \text{Gen}, v}}{P_{V, \text{Last}, v}} \right)^{0,5} \quad (4.16)$$

definiert werden. Die unterschiedlichen Berechnungsformen der Gewichtung erlaubt dem Anwender einen großen Handlungsspielraum für die Auslegung des Lastabwurfkonzepts. Soll möglichst frühzeitig auf Einspeise-Last-Änderungen reagiert werden, kann beispielsweise die Wurzelfunktion genutzt werden. Soll der Lastabwurfprozess erst nach einem hohen messbaren Anteil an dezentraler Erzeugung angepasst werden, sollte die quadratische Funktion gewählt werden. Abbildung 4.11 stellt diese Berechnungsverfahren grafisch gegenüber.

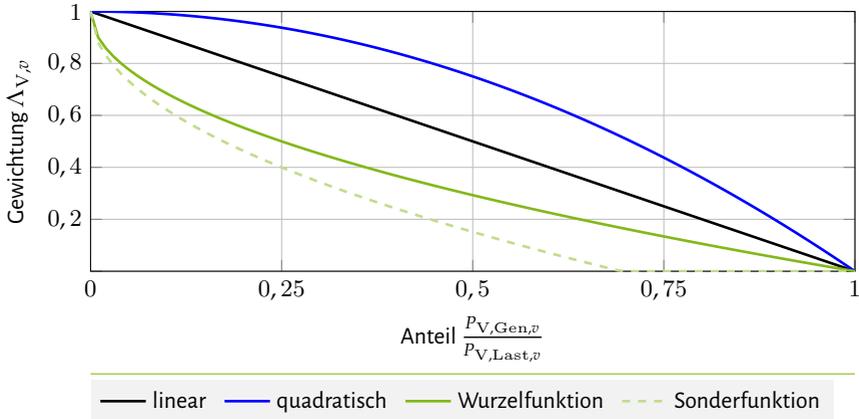


Abbildung 4.11: Methoden zur Bestimmung einer dynamischen Gewichtung von virtuellen Lasten

Wird die quadratische Funktion genutzt, so wird erst bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien im Netz die Gewichtung merklich reduziert. Das bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit eines Abwurfs bei geringen Anteilen dezentraler Einspeisung nur wenig beeinflusst wird. Gegenteilig dazu verhält sich die Wurzelfunktion, welche schon bei geringen Einspeiseleistungen zu einer deutlichen Reduktion der Gewichtung führt. Folglich kann dieser Knoten schon bei einem geringen Anteil dezentraler Einspeisung für den Lastabwurf nicht mehr berücksichtigt werden. Eine Gewichtung von  $\Delta_{V,dyn,v} = 0$ , also einem Ausschluss vom Lastabwurf, tritt bei diesen Funktionen erst bei einer Gleichverteilung zwischen Last und Erzeugung auf, ähnlich wie bei der Wirkleistungsrichtungserkennung, vgl. Abschnitt 2.3.1. Durch Sonderfunktionen kann diese Grenze jedoch manipuliert werden, um schon vor einer Gleichverteilung einen Lastabwurf des jeweiligen Knotens zu vermeiden. In Abbildung 4.11 tritt dieser Fall schon bei einem Anteil von  $\frac{P_{V,Gen,v}}{P_{V,Last,v}} = 0,7$  auf.

## 4.2 Simulationsdurchführung

Im vorherigen Unterkapitel werden verschiedene Konzepte zur Anwendung eines selektiven Lastabwurfs vorgestellt. Zunächst wird aus den Optimierungsberechnungen des vorigen Unterkapitels ein Parametrierungsalgorithmus entwickelt, welches an einem statischen Netzmodell erprobt wird. Zudem wird in weiteren Untersuchungen der Einfluss eines (selektiven) Lastabwurfs auf die Frequenz im Energieübertragungssystem untersucht. Hierzu wird ein dynamisches Punktmodell genutzt, welches das dynamische Frequenzverhalten des Netzes simuliert.

### 4.2.1 Anwendung eines Parametrierungsalgorithmus im Verteilnetz

In Abschnitt 4.1.6 wird der Ablauf einer zyklischen Parametrierung von Unterfrequenzrelais (vgl. Abbildung 4.6) sowie eine Optimierung zur Parametrierung von Unterfrequenzrelais (vgl. Gleichungen 4.7 - 4.9) vorgestellt. Um die Zuverlässigkeit und Anwendbarkeit dieses Vorgehens zu testen, wird dieser Gesamtprozess auf ein Simulationsnetz angewendet. Hierzu werden vereinfachte Beispielnetze in DigSILENT PowerFactory erstellt. Der Parametrierungsalgorithmus wird in Python programmiert. PowerFactory verfügt über eine entsprechende Schnittstelle, um die Python Befehle auszuführen. Da Python eine weit verbreitete Programmiersprache ist, kann dieser Algorithmus durch entsprechende Anpassungen in andere Umgebung, wie beispielsweise der Leitzentrale eines Netzbetreibers, integriert werden. Ein Hauptziel ist es ein Programm zu entwickeln, welches vom Anwender möglichst frei parametrierbar ist. Dies bedeutet, dass der Anwender Optionen und Sollwerte, wie die Anzahl der Lastabwurfstufen oder jegliche Gewichtungen, anpassen kann, ohne den Programmcode ändern zu müssen. Folgende Anpassungen können vorgenommen werden:

- Anzahl der Simulationsdurchführungen,
- Anzahl der Lastabwurfstufen,
- Anteil der abzuwerfenden Last je Lastabwurfstufe,
- Auswahl der Prioritätenmatrix,
- Gewichtung des Fehlers,
- Auswahl der Berechnungsmethode für die dynamische Gewichtung der virtuellen Lasten (vgl. Gleichung 4.13 - 4.16),
- Gewichtung der einzelnen (virtuellen) Lasten und
- Definition der Abschaltbarkeit von (virtuellen) Lasten.

Diese Parametrierung soll dazu führen, dass Netzbetreiber ein Lastabwurfkonzept so umsetzen können, dass es zu einem speziellen Netz passt. Welche Auswirkungen diese Parameter auf den Lastabwurf haben, wird im Folgenden anhand eines Simulationsnetzes getestet.

#### 4.2.1.1 Beschreibung des Testnetzes und der Szenarien

Es wird ein einfaches Simulationsnetz erstellt, um die Ergebnisse der Parametrierung nachvollziehen und testen zu können. Dabei soll das Simulationsnetz sowohl über Ortsnetzstationen (virtuelle Lasten) als auch über Lasten und Erzeugungseinheiten im Mittelspannungs- sowie Niederspannungsnetz verfügen. Abbildung 4.12 stellt das Simulationsnetz schematisch dar.

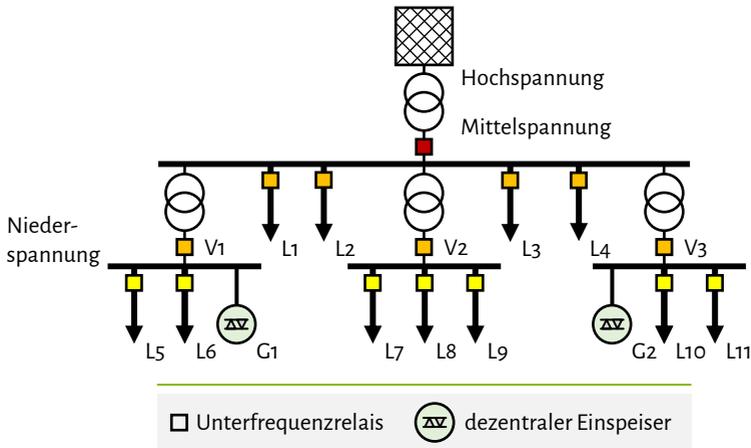


Abbildung 4.12: Schematische Darstellung des Simulationsnetzes

Das Netz besteht aus einer Mittelspannungssammelschiene und drei Niederspannungsnetzen bzw. virtuellen Lasten (V1 – V3). Insgesamt sind elf Lasten (L1 – L11) und zwei dezentrale Erzeuger (G1 – G2) in dem Netz installiert. Dabei wird vorausgesetzt, dass zunächst jede Last bzw. jeder Transformator im Rahmen des Lastabwurfs vom Netz getrennt werden kann. Nachfolgend sollen durch Simulationen durchführungen folgende Fragestellungen hinsichtlich des Optimierungsalgorithmus beantwortet werden:

1. Gewährleistet der Algorithmus eine optimierte Abwurfleistung und bietet eine Diskriminierungsfreiheit?
2. Wird eine erhöhte Einspeisung dezentraler Anlagen durch den Algorithmus berücksichtigt?
3. Werden die Priorisierungen von (virtuellen) Lasten und Erzeugern berücksichtigt?
4. Wird eine Variation der Gewichtung des Fehlers berücksichtigt?

Durch diese Fragestellungen werden drei Szenarien definiert, welche durch eine entsprechende Parameterwahl sowie Last- und Einspeisesituationen eindeutige Aussagen liefern sollen. Eine Zusammenfassung der Szenarienparameter ist in Tabelle 4.3 zusammengefasst.

Tabelle 4.3: Zusammenfassung der Leistungen  $P_i$  in MW und Gewichtungen  $\Lambda_i$  für die Lasten  $L_i$ , virtuellen Lasten  $V_i$  und Erzeugungseinheiten  $G_i$  und Fehlergewichtung  $\lambda$  je Szenario

	Szenario LP-1		Szenario LP-2		Szenario LP-3		Szenario LP-4	
	$P_i$	$\Lambda_{\text{Prio}}$	$P_i$	$\Lambda_{\text{Prio}}$	$P_i$	$\Lambda_{\text{Prio}}$	$P_i$	$\Lambda_{\text{Prio}}$
$L1$	10	1	10	1	9,8	1	9,8	1
$L2$	1	1	1	1	1	1	1	1
$L3$	1	1	1	1	1	0,5	1	0,5
$L4$	1	1	1	1	1	1	1	1
$L5$	1	1	1	1	1,2	2	1,2	2
$L6 - L11$	1	1	1	1	1	1	1	1
$V1$	2	1	1	1	2,2	1	2,2	1
$V2$	3	1	3	1	3	1	3	1
$V3$	2	1	2	1	2	2	2	2
$G1$	0	–	1	–	0	–	0	–
$G2$	0	–	0	–	0	–	0	–
$\lambda$	100		100		100		175	

Je Simulationsdurchführung wird von einem vierstufigen Lastabwurf ausgegangen mit der Anforderung einer abzuwerfenden prozentualen Sollleistung von  $P_{\text{soll},\%j} = 10\%$  je Stufe  $j$ . Dies bedeutet, dass nach der Durchführung aller drei Lastabwurfstufen insgesamt 30% der Verbrauchsleistung ( $P_{\text{soll},\Sigma} = 6 \text{ MW}$ ) vom Netz getrennt werden soll. Für die Berücksichtigung einer Diskriminierungsfreiheit werden für jeden Lastabwurfschritt zufällige Prioritäten je Last  $i$  bzw. virtueller Last  $v$  zwischen  $\Lambda_{\text{Diskr},i} = 1 \dots 2$  und  $\Lambda_{\text{V,Diskr},v} = 1 \dots 2$  vergeben.

In **Szenario LP-1** sind die Leistungen und Prioritäten der Lasten  $L2 - L11$  gleich. Dies soll dazu führen, dass der Lastabwurfalgorithmus auf Basis der zufälligen Gewichtung  $\Lambda_{\text{Diskr}}$  die Lasten

auswählt. Die Erzeugungseinheiten erzeugen in diesem Szenario keine Leistung, damit für alle virtuellen Lasten  $V_v$  eine dynamische Gewichtung von  $\Delta V$ ,  $d_{yn}$ ,  $v = 1$  errechnet wird. Die Summenleistung der Lasten beträgt  $P_{\Sigma} = 20$  MW, sodass sich eine Sollleistung von  $P_{soll,j} = 2$  MW je Stufe  $j$  ergibt. Folglich stehen dem Algorithmus eine Vielzahl an Kombinationen zur Verfügung, um die Parametrierung so vorzunehmen, dass kein Fehler auftritt. Für dieses Szenario werden zwei unterschiedliche Betrachtungen durchgeführt. Zunächst werden die virtuellen Lasten ausgeschlossen, um den reinen Einfluss des Algorithmus auf die direkten Lasten zu analysieren (**Szenario LP-1A**). Anschließend werden auch die virtuellen Lasten berücksichtigt, sodass ganze Niederspannungsnetze vom Netz getrennt werden können (**Szenario LP-1B**).

**Szenario LP-2** soll zeigen, welchen Einfluss die Einspeisung dezentraler Anlagen auf die Parametrierung haben. Hierzu wird die Erzeugungsleistung der Anlage G1 auf 1 MW erhöht. Dies führt dazu, dass sich die Residuallast von V1 auf 1 MW reduziert.

Für **Szenario LP-3** werden die Gewichtungen der Last L5 und der virtuellen Last V3 erhöht, um die Wahrscheinlichkeit eines Abwurfs zu erhöhen. Dabei werden die Leistungen dieser Lasten bewusst angepasst, um einen Fehler zu provozieren. Dahingehend soll überprüft werden, ob die Gewichtungen trotz Sollwertabweichungen berücksichtigt werden.

Welchen Einfluss eine erhöhte Fehlergewichtung  $\lambda$  auf die Lastabwurfmethodik ausübt, soll in **Szenario LP-4** überprüft werden. Durch die Erhöhung dieser Gewichtung priorisiert der Algorithmus die Einhaltung der abzuwerfenden Sollleistung je Stufe. Je nachdem wie hoch dieser Parameter gewählt wird, werden andere Priorisierungen ignoriert, da diese für den präzisen Abwurf keine Bedeutung haben.

#### 4.2.1.2 Durchführung von Simulationen und Beschreibung der Ergebnisse

Um eine Aussage über die Verteilungen der Lastabwurfparameter treffen zu können, werden je Szenario 10.000 Simulationen durchgeführt. Die einzigen Parameter, welche sich je Simulationsdurchführung bzw. je Lastabwurfstufe ändern können, sind die Gewichtungen für die Diskriminierungsfreiheit und die dynamische Gewichtung der virtuellen Lasten, vgl. Abschnitt 4.1. Nach den Simulationsdurchführungen wird für jede (virtuelle) Last festgehalten, wie oft diese in welcher Lastabwurfstufe vom Netz getrennt wird. Abbildung4.13 stellt die Ergebnisse für das Szenario LP-1A dar.



Abbildung 4.13: Anzahl der Abwürfe je Last für Szenario LP-1A

Die Ergebnisse zeigen, dass die Lasten  $L2$  bis  $L11$  nahezu gleichmäßig je Stufe selektiert werden. Lediglich  $L1$  wird zu keinem Zeitpunkt abgeworfen. Um eine Signifikanz in der Gleichmäßigkeit der Datenverteilung feststellen zu können, wird der Chi-Quadrat-Test nach der Gleichung

$$\chi^2 = \sum \frac{(h_{\text{beobachtet}} - h_{\text{erwartet}})^2}{h_{\text{erwartet}}} \quad (4.17)$$

angewandt, wobei  $h_{\text{beobachtet}}$  der beobachteten und  $h_{\text{erwartet}}$  der erwarteten Häufigkeit entspricht [167]. Bei einer idealen Gleichverteilung beträgt der Erwartungswert je Last (ausgenommen  $L1$ ) und Stufe 2.000. Je Stufe  $j$  und Simulation soll eine Leistung von  $P_{\text{soll},j} = 2 \text{ MW}$  vom Netz getrennt werden, was in diesem Szenario dem Abwurf von genau zwei Lasten entspricht. Die Last  $L1$  wird in dieser Berechnung nicht miteinbezogen. Denn durch die hohe Leistung soll nicht davon ausgegangen werden, dass diese Last abgeworfen wird, da hohe Fehler auftreten würden. Folglich beträgt der Erwartungswert für die Abwurfhäufigkeit von  $L1$  für alle Lastabwurfstufen gleich 0. Als Nullhypothese wird angenommen, dass es keinen Zusammenhang zwischen den beobachteten und erwarteten Häufigkeiten gibt. Damit diese Hypothese bestätigt wird, muss für das Ergebnis der Berechnung  $\chi^2 < 0,05$  gelten. Für den Fall  $\chi^2 > 0,05$  wird die Nullhypothese widerlegt, sodass ein signifikanter Zusammenhang identifiziert werden kann. Die Durchführung des Tests führt für alle Lasten und Stufen zu einem Ergebnis von  $\chi^2 = 0,32$ , was auf eine Signifikanz der Daten schließen lässt. Folglich wird die Nullhypothese verworfen, sodass von einer guten Annäherung der beobachteten Häufigkeiten zu den erwarteten Häufigkeiten ausgegangen werden kann. Damit wird geschlussfolgert, dass die Häufigkeiten näherungsweise gleich-verteilt sind.

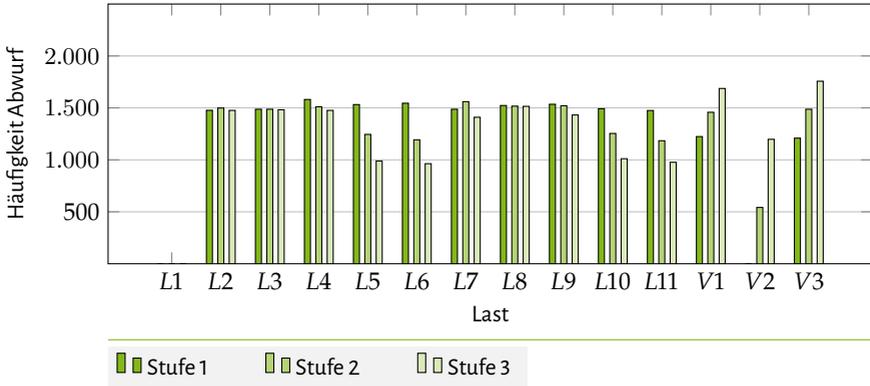


Abbildung 4.14: Anzahl der Abwürfe je (virtueller) Last für Szenario LP-1B

Werden virtuelle Lasten mit in dem Lastabwurfkonzept berücksichtigt, ergeben sich deutliche Unterschiede in den Abwurfhäufigkeiten, vgl. Abbildung 4.14. Für die Lasten, welche entweder direkt an die Mittelspannungsschiene oder in einem Verteilnetz mit mindestens drei Lasten installiert sind, also  $L2 - L4$  sowie  $L7 - L9$ , ist nach Abbildung 4.14 eine näherungsweise Gleichverteilung über alle Stufen zu vermuten. Eine Anwendung des Chi-Quadrat-Tests führt zu einem Ergebnis von  $\chi^2 = 0,53$  für betrachteten Lasten, was auf eine signifikante Gleichverteilung schließen lässt. Der Mittelwert aller Abwurfhäufigkeiten dieser Lasten ergibt sich zu  $\mu \approx 1.500$ . Werden alle Lasten bzw. virtuellen Lasten in die Berechnung miteinbezogen, so ergibt sich für beide Fälle ein  $\chi^2 = 0$ . Damit ist nicht von einem Gesamtzusammenhang zwischen den in Abbildung 4.14 dargestellten Häufigkeiten auszugehen. Für solche Lasten, die in Verteilnetzen mit maximal zwei Lasten installiert sind ( $L5, L6, L10, L11$ ), nimmt die Abwurfhäufigkeit mit der Stufe ab. Dabei ergibt sich ein Index von  $\chi^2 = 0,73$ , was auf einen signifikant gleichen Trend hinweist. Im Mittel werden diese Lasten für Stufe 1 rund 1.511, für Stufe 2 1.219 und für Stufe 3 985 Mal abgeworfen. Für  $V1$  und  $V3$  ist ein gegenläufiger Trend zu erkennen, da die Abwurfhäufigkeit mit höherer Abwurfstufe  $i$  im Mittel zunimmt ( $h_1 = 1.216, h_2 = 1.472, h_3 = 1.722$ ). Eine Ähnlichkeit der Verläufe dieser Lasten ist mit einem  $\chi^2 = 0,61$  nachweisbar. Für  $V2$  ist festzustellen, dass in der ersten Lastabwurfstufe kein Abwurf erfolgt. Lediglich für die Stufen 2 und 3 wird diese virtuelle Last 542 bzw. 1.198 Mal abgeworfen.

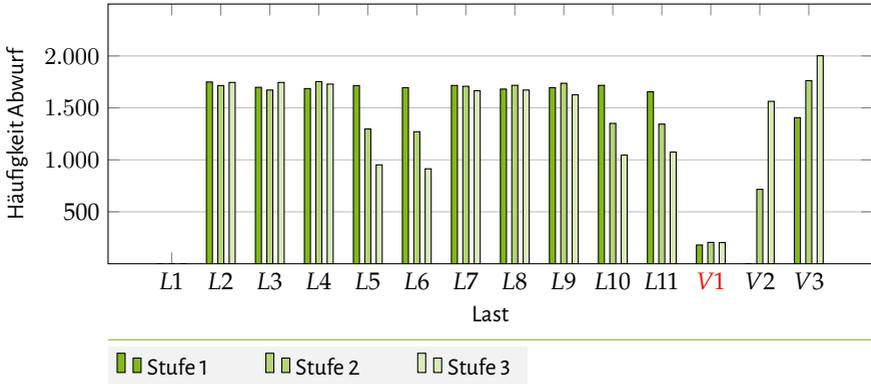


Abbildung 4.15: Anzahl der Abwürfe je (virtueller) Last für Szenario LP-2

Welchen Einfluss die Erhöhung der Einspeisung von Anlage G2 auf 1 MW auf die Lastverteilung hat, wird in Abbildung 4.15 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sich die Abwurfhäufigkeit der virtuellen Last V1 von 2 MW auf 1 MW reduziert. Als Folge sinkt, im Vergleich zum vorherigen Szenario, das  $\chi^2$  für die Lasten L2 – L4 sowie L7 – L9 auf  $\chi^2 = 0,24$ , zeigt damit aber immer noch eine signifikante Ähnlichkeit auf. Der Mittelwert beträgt hierbei  $\mu = 1.706$  für diese Lasten und je Stufe. Zudem hat sich ergeben, dass durch  $\chi^2 = 0,03$  keine Abhängigkeit mehr zwischen den Lasten L5, L6, L10 und L11 ergibt. Zwischen L5 und L6 sowie L10 und L11 scheint jedoch auch weiterhin ein ähnlicher Trend in dem Abwurf je Stufe mit  $\chi^2 = 0,88$  sowie  $\chi^2 = 0,51$  gegeben zu sein. Die Mittelwerte entsprechen hierbei je Stufe  $\mu_1 = 1.705$ ,  $\mu_2 = 1.284$ ,  $\mu_3 = 1.866$  für L5 und L6 sowie  $\mu_1 = 1.686$ ,  $\mu_2 = 1.347$ ,  $\mu_3 = 2.121$  für L10 und L11. Eine Abhängigkeit zwischen V1 und V3 ist nicht mehr zu erkennen, da die Abwurfhäufigkeit von V1 stark zurückgegangen ist auf 181, 206 bzw. 204 für die Lastabwurfstufen 1 bis 3. V3 wird mit einer Abwurfhäufigkeit von  $h_1 = 1.406$ ,  $h_2 = 1.762$  sowie  $h_3 = 2.002$  nach wie vor häufiger je Stufe  $i$  abgeworfen als V2 mit  $h_1 = 0$ ,  $h_2 = 716$  sowie  $h_3 = 1.563$ .

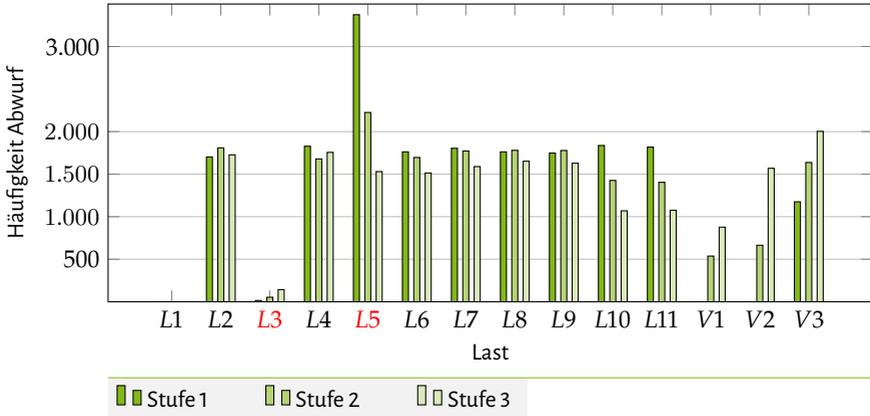


Abbildung 4.16: Anzahl der Abwürfe je (virtueller) Last für Szenario LP-3

In Szenario LP-3 wird die Gewichtung von  $L3$  auf  $\Lambda_3 = 0,5$  reduziert. Gleichzeitig wird der Leistungsbezug von  $L5$  auf 1,2 MW erhöht bei einer gleichzeitigen Erhöhung der Gewichtung auf  $\Lambda_5 = 2$ . Für einen Abwurf von  $L5$  bzw.  $V1$  würde dies einen Fehler bedeuten, da die geforderte Abwurfmenge von  $P_{\text{soll}} = 6$  MW nicht erfüllt werden kann. Die Ergebnisse in Abbildung 4.16 machen deutlich, dass kein eindeutiger Zusammenhang mehr zwischen Lasten  $L2 - L4$  bzw.  $L5$  und  $L6$  besteht. Vielmehr ist die Häufigkeit des Abwurfs von  $L3$  stark zurückgegangen, auf  $h_1 = 15$ ,  $h_2 = 53$  und  $h_3 = 143$ . Für  $L5$  ist erhöhte Abwurf, insbesondere in Stufe 1, zu erkennen. In Stufe 1 wird  $L5$  demnach 3.374 Mal, in Stufe 2 2.225 Mal und in Stufe 3 1.530 Mal vom Netz getrennt. Ein Vergleich zwischen den Lasten  $L2, L4$  sowie  $L6 - L9$  kann nicht gezogen werden ( $\chi = 0,002$ ). Für die Lasten  $L6 - L9$  ist jedoch eine Signifikanz erkennbar ( $\chi = 0,58$ ), wobei der allgemein Mittelwert über alle Stufen  $\mu = 1.707$  beträgt. Auch  $L10$  und  $L11$  weisen weiterhin ein gleiches Verhalten auf mit  $\chi = 0,92$  und den Mittelwerten je Stufe  $\mu_1 = 1.828$ ,  $\mu_2 = 1.415$  und  $\mu_3 = 1.073$ . Es fällt auf, dass die virtuellen Lasten  $V1$  und  $V2$  nie in der ersten Stufe abgeworfen werden, sondern lediglich in den Stufen 2 und 3. Für  $V3$  ergibt sich ein ähnliches Verhalten wie in den vorherigen Simulationen, da die Abwurfhäufigkeit mit der Lastabwurfstufe ansteigt. Für die Simulationen werden jeweils die Beträge der Fehler zwischen Lastabwurfleistung und Sollwert je Stufe festgehalten und aufaddiert. Dabei ergab sich für alle Simulationen ein aufsummierter Fehler von  $\lambda_1 = 739$  MW für Stufe 1 sowie  $\lambda_2 = 556$  MW und  $\lambda_3 = 444$  MW für Stufe 2 bzw. Stufe 3. Welchen Einfluss eine Erhöhung der Fehlergewichtung auf die Ergebnisse ausübt, wird im nachfolgenden Szenario untersucht.

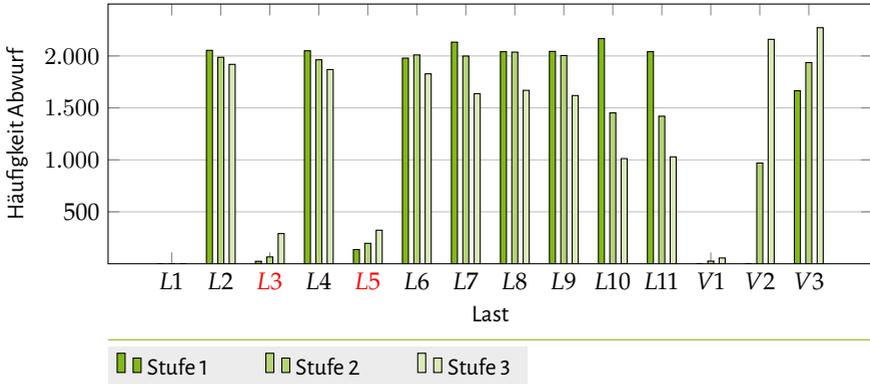


Abbildung 4.17: Anzahl der Abwürfe je (virtueller) Last für Szenario LP-4

In Szenario LP-4 werden dieselben Gewichtungen und Leistung wie im vorherigen Szenario angenommen. Zusätzlich wird die allgemeine Fehlergewichtung von  $\lambda = 100$  auf  $\lambda = 175$  erhöht. Den Einfluss auf die Abwurfhäufigkeiten je Stufe und Lasten ist in Abbildung 4.17 dargestellt. Wie bereits im vorherigen Szenario, ist eine niedrige Abwurfhäufigkeit von L3 zu beobachten mit  $h_1 = 24$ ,  $h_2 = 66$  und  $h_3 = 291$ . Auch die Abwurfhäufigkeit von L5 ist mit  $h_1 = 137$ ,  $h_2 = 197$  und  $h_3 = 323$  stark reduziert. Eine Korrelation zwischen den Lasten L2, L4 und L6 – L9 ist weiterhin nicht zu erkennen ( $\chi = 1,2 \cdot 10^{-6}$ ). Für L2 und L4 ist jedoch eine hohe Ähnlichkeit zu beobachten mit  $\chi = 0,86$  und einer mittleren Abwurfhäufigkeit von  $\mu \approx 2.000$ . Die Lasten L7 – L9, welche an einer Sammelschiene angeschlossen sind, weisen ein relativ ähnliches Verhalten je Stufe auf ( $\chi = 0,83$ ), wobei insbesondere die letzte Stufe eine niedrige Häufigkeit eines Abwurfs aufweist ( $\mu = 1.641$ ). V1 wird mit  $h_1 = 0$ ,  $h_2 = 26$  und  $h_3 = 56$  nur sehr selten abgeworfen. Demgegenüber wird V2 insbesondere in der letzten Stufe häufig vom Netz getrennt ( $h_3 = 2.160$ ), jedoch nie in der ersten Stufe. Für die Fehler je Stufe ergaben sich die Summenwerte von  $\lambda_1 = 222$  MW,  $\lambda_2 = 231$  MW,  $\lambda_3 = 252$  MW.

### 4.2.1.3 Auswertung und Diskussion der Simulationsergebnisse

Es wurde ein Parametrierungsalgorithmus vorgestellt, welcher einen optimierten Lastabwurfprozess auf Basis von aktuellen Messdaten und Prognosen berechnet. Die Simulationsergebnisse von **Szenario LP-1A** zeigen, dass alle Lasten in jeglichen Stufen gleichmäßig abgeworfen werden. Zudem wurden keinerlei Abweichungen vom Sollwert beobachtet. Dadurch konnte gezeigt werden, dass durch das zufällige Gewichtungsverfahren eine gute Diskriminierungsfreiheit hergestellt werden konnte, da keine Last im Abwurfverfahren benachteiligt bzw. bevorzugt wird. Für das Szenario **Szenario LP-1B** werden zudem die virtuellen Lasten berücksichtigt, was bedeutet, dass Relais an Ortsnetzstationen ganze Niederspannungsnetze abwerfen können. Dabei zeigte sich, dass insbesondere für die Lasten, welche sich an einer Sammelschiene mit insgesamt nur zwei Lasten befinden, eine verminderte Abwurfwahrscheinlichkeit je Stufe eintrat. Gleichzeitig erhöhte sich die Abwurfwahrscheinlichkeit der gesamten Sammelschiene durch das überlagerte Relais. Dies macht deutlich, dass durch die Zielfunktion nach Gleichung 4.7 bevorzugt einzelne Lasten abgeworfen werden, da diese eine bessere Kombinatorik einer guten Verteilung der Gewichtung zulassen. Demnach kann davon ausgegangen werden, dass insbesondere dann, wenn die Lasten im unterlagerten Netz bereits stellenweise abgeworfen sind, das überlagerte Relais aktiviert werden soll. Schlussfolgernd bedeutet dies jedoch ebenfalls, dass die Lasten in den Niederspannungsnetzen in Summe häufiger abgeworfen werden als diejenigen, die direkt am Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Durch eine entsprechende Gewichtung der jeweiligen (virtuellen) Lasten kann dieser Effekt jedoch behoben werden, wie folgende Auswertungen schließen lassen.

In **Szenario LP-2** konnte gezeigt werden, dass der Algorithmus auf eine dezentrale Einspeisung reagiert, indem entsprechende Bereiche vom Lastabwurf verschont werden. Dies macht deutlich, dass die Erhöhung der dynamischen Gewichtung durch die erhöhte Rückspeisung in die Berechnung mit eingegangen, was zu einem Ausschluss vom Abwurf führte. Dabei lies sich in der übrigen Abwurfverteilung kein nennenswerter, relativer Unterschied feststellen. Demnach konnte in den übrigen Bereichen die Diskriminierungsfreiheit weiterhin gewährleistet werden. Die Tatsache, dass die virtuelle Last trotz dezentraler Einspeisung im unterlagerten Netz in einigen Fällen dennoch abgeworfen wird, liegt in der zufälligen Gewichtung begründet. Denn diese kann in Kombination mit der dynamischen Gewichtung dennoch so hoch sein, dass ein Abwurf des Knotens bevorzugt wird. Durch eine Anpassung der dynamischen Gewichtung kann dieser Effekt eingedämmt werden, sodass die Abwurfwahrscheinlichkeit schon bei geringen Einspeisungen stark abnimmt, vgl. Abbildung 4.11.

Wird die statische Gewichtung einzelner Lasten angepasst, so wird der Algorithmus diese in die Berechnung miteinbeziehen und entsprechende Abwurfhäufigkeiten reduzieren bzw. erhöhen, vgl. **Szenario LP-3**. Für  $L3$  ist die statische Gewichtung derart verringert, dass ein Lastabwurf unwahrscheinlicher wird. Demnach werden andere Lasten bevorzugt abgeworfen, um die Zielfunktion des Optimierungsalgorithmus zu maximieren. Dies zeigt beispielsweise die Anwendbarkeit des Algorithmus in Bezug auf kritische Lasten im Netz, welche vom Lastabwurf verschont bleiben sollen. Im Gegensatz dazu wird für  $L5$  die Gewichtung erhöht, sodass ein Abwurf wahrscheinlicher sein soll. Gleichzeitig ist die Leistung von  $L5$  derart angepasst, dass eine Auswahl dieser Last für den Lastabwurf unweigerlich zu einem erhöhten Fehler in der Sollwertberechnung führt. Trotz der erhöhten Fehlerwahrscheinlichkeit wird die Last, aufgrund der erhöhten Gewichtung, bevorzugt abgeworfen. Dies zeigt, dass spezielle Lasten für den Lastabwurf, auch wenn sie nicht das optimale Ergebnis bzgl. der Sollwerterfassung bieten, bevorzugt werden können.

In Szenario LP-3 konnte gezeigt werden, dass durch eine erhöhte Gewichtung einzelner Lasten, trotz erhöhter Abweichung vom Sollwert, ein Abwurf bevorzugt werden kann. Soll der Fokus jedoch auf der Minimierung des Fehlers liegen, kann die Erhöhung der Fehlergewichtung, wie in **Szenario LP-4** gezeigt, diesen Effekt minimieren. Denn eine Erhöhung dieser Gewichtung führte automatisch zu einer Reduktion des Abwurfs von  $L5$ , trotz erhöhter Gewichtung dieser Last. Gleichzeitig ist ein deutlicher Rückgang des Gesamtfehlers zu verzeichnen.

Zusammenfassend konnte gezeigt werden, dass der entwickelte Parametrierungsalgorithmus eine zuverlässige Lastabwurfverteilung in dem Beispielnetz gewährleistet. Durch die zufällige Gewichtung kann dabei eine diskriminierungsfreie Lastabwurfverteilung gewährleistet werden. Zudem erlaubt die statische sowie dynamische Gewichtung eine Berücksichtigung von kritischen Lasten bzw. einer erhöhten dezentralen Einspeisung. Dabei muss auf eine sinnvolle Parameterauslegung je Verteilnetz geachtet werden, da sich die Gewichtungen der Lasten und die Gewichtung des Fehlers gegenseitig aufheben können.

### 4.2.2 Einflüsse eines selektiven Lastabwurfs auf die Netzfrequenz

Im vorherigen Abschnitt wird untersucht, wie ein selektiver Lastabwurf im Verteilnetz mithilfe eines Parametrierungsalgorithmus umgesetzt werden kann. In diesem Abschnitt soll analysiert werden, welchen Einfluss ein selektiver Lastabwurf auf die Netzfrequenz haben kann. Für die Simulationsdurchführung wird ein Punktmodell verwendet, welches zunächst beschrieben wird. Anschließend werden Fragestellungen definiert und daraus Szenarien abgeleitet. Nach der Simulationsdurchführung werden die Ergebnisse zunächst objektiv beschrieben und abschließend diskutiert.

#### Beschreibung des Simulationsmodells

Dieses Punktmodell ist in der Software Matlab Simulink entworfen und erlaubt die Durchführung dynamischer Simulationen. Dabei wird das Modell aus Abbildung 3.7 verwendet und um den selektiven Lastabwurf ergänzt. Abbildung 4.18 zeigt schematisch den Aufbau des angepassten Simulationsmodells.

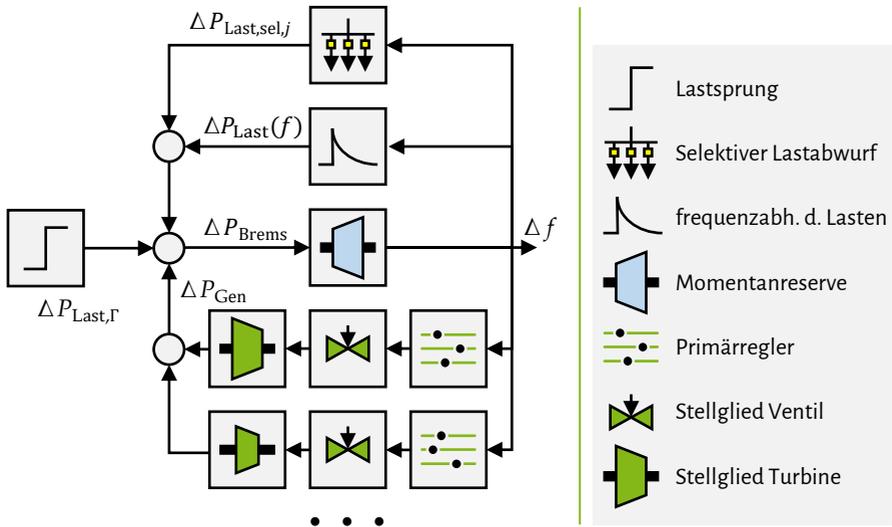


Abbildung 4.18: Schematische Darstellung des Punktmodells zur Modellierung des dynamischen Frequenzverhaltens

Neben der Frequenzabhängigkeit der Lasten sowie der Trägheit des Systems kann durch das Modell die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Energieerzeugungsanlagen simuliert werden. Auf eine detaillierte Beschreibung dieser Modelle wird an dieser Stelle verzichtet und vielmehr auf Abschnitt 3.2.1 verwiesen.

Um den Einfluss eines stufenweisen Lastabwurfs durch sprunghafte Laständerungen  $P_{Last,sel,j}$  je Stufe  $j$  zu untersuchen, wird ein entsprechendes Modell verwendet. Für dieses Modell werden verschiedene Funktionen definiert, welche für jeden Zeitschritt der Simulation ausgeführt werden. Eine Übersicht der Funktionsblöcke ist in Abbildung 4.19 dargestellt.

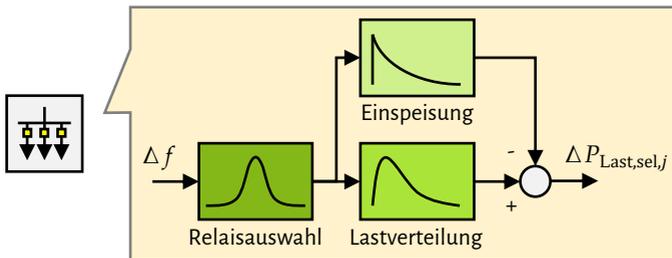


Abbildung 4.19: Darstellung der Funktionen zur Durchführung eines Lastabwurfs

Für die Implementierung eines Lastabwurfs werden vornehmlich Verteilungsfunktionen genutzt. Der Grund für die Wahl dieser Funktionen liegt insbesondere in der konventionellen Strategie eines Lastabwurfs begründet. Wie bereits in Abschnitt 2.3.1 beschrieben, werden für heutige Lastabwurfstrategien Schätzungen durchgeführt, um die abzuwerfende Last zu bestimmen. Aufgrund einer jährlichen Parametrierung der Frequenzrelais entsteht zusätzlich ein erhöhter Fehler, da die aktuelle Situation nicht exakt berücksichtigt wird. Welchen Einfluss bereits minimale Änderungen auf den Lastabwurf und somit auf die Netzfrequenz ausüben können, sollen nachfolgende Simulationen zeigen. In Abschnitt 2.3.1 wird bereits erwähnt, dass eine Frequenzmessungenauigkeit der Relais innerhalb eines definierten Rahmens zulässig ist. Die Abbildung dieser Ungenauigkeit werden durch eine Normalverteilung realisiert. Ein Relais wird grundsätzlich mit einer Grenzfrequenz  $f_j$  parametrisiert, zu der das Relais auslösen soll und dementsprechend das unterlagerte Netz vom restlichen System trennt. Es ist davon auszugehen, dass je Lastabwurfstufe  $j$  eine Vielzahl an Relais gleichzeitig auslösen werden, um eine nennenswerte Last vom Netz trennen zu können. Soll eine Menge an Relais in Stufe  $j$  zur Frequenz  $f_j$  auslösen, so wird eine Normalfunktion um diesen Wert erzeugt, vgl. Abbildung 4.20.

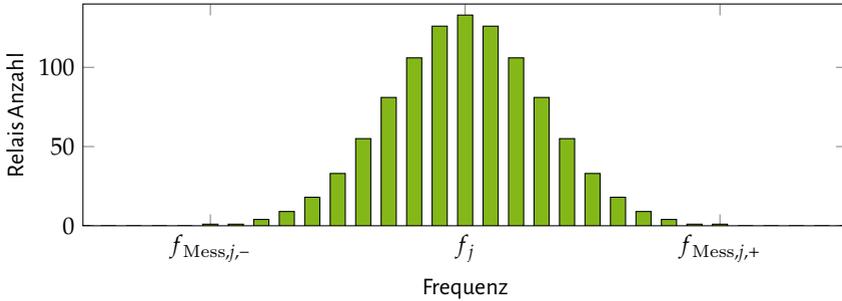


Abbildung 4.20: Qualitative Darstellung einer Normalverteilung zur Berücksichtigung der Messgenauigkeit durch die Unterfrequenzrelais

Im Idealfall, also bei exakten Messung der Frequenz, würden alle Relais, welche mit der Grenzfrequenz  $f_j$  parametrisiert sind, bei der Frequenz  $f_j$  auslösen. Mit der Normalverteilung wird davon ausgegangen, dass nach einem Frequenzeinbruch nicht alle Relais zu exakt dieser Frequenz auslösen, sondern aufgrund von Messungenauigkeiten bereits vorher ( $f_{Mess,j,+}$ ) oder nachher ( $f_{Mess,j,-}$ ) reagieren. Die Grenzen  $f_{Mess,j,-}$  und  $f_{Mess,j,+}$  stellen hierbei die maximalen Messungenauigkeiten dar. Dabei nimmt die Anzahl an Relais mit der Höhe der Messungenauigkeit ab. Die Normalverteilung kann über die Angabe der Standardabweichung sowie anderer Parameter entsprechend angepasst werden. Auch die Schrittweite ist anpassbar. Wird nun eine Simulation durchgeführt, so wird zunächst der aktuelle Frequenzwert ausgewertet. Je nachdem welche aktuelle Frequenz vorliegt, löst die entsprechende Anzahl an Relais aus, welche in der Abbildung dem jeweiligen Frequenzwert zugeordnet ist. Dies führt dazu, dass eine definierte Last abgeworfen wird. Dabei wird hier nicht davon ausgegangen, dass jedes Relais die gleiche Leistung abwirft, sondern es wird ebenfalls eine Verteilungsfunktion zur Bestimmung dieser Lasten herangezogen, vgl. Abbildung 4.21.

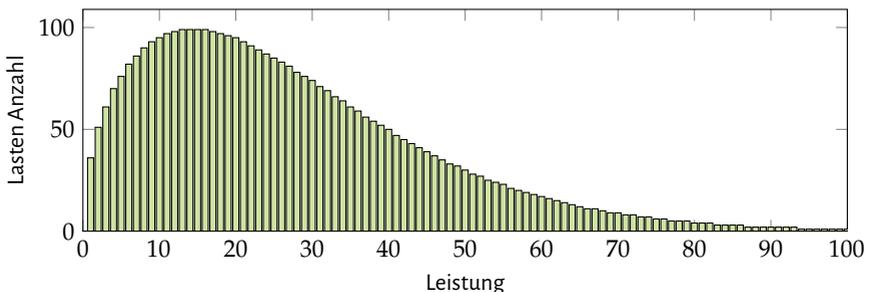


Abbildung 4.21: Qualitative Darstellung einer Weibull-Verteilung zur Berücksichtigung der Lasten im Netz

Für die Verteilung der Lasten wird eine Weibullfunktion verwendet. Diese Funktion deutet eine Leistungsverteilung an, welche an die Ergebnisse verschiedener Studien anlehnt [168, 169, 170]. Dabei wird davon ausgegangen, dass mehr Lasten mit einem geringen bis mittleren Verbrauch als sehr große Lasten mit einer hohen Leistung vorhanden sind. Damit steigt die Wahrscheinlichkeit, dass Lasten mit einem geringen Leistungsverbrauch ausgewählt werden. Löst ein Relais bzw. eine Vielzahl an Relais zum selben Zeitpunkt aus, dann wird für jedes Relais zufällig eine Last zugeordnet mit der entsprechenden Leistung. Die bereits abgeworfenen Lasten werden während der Simulationsdurchführung *abgespeichert* und aus der Leistungsfunktion entfernt, sodass die maximale Anzahl an Lasten je Leistungswert eingehalten wird. Je Lastabwurfstufe ist eine eigene Weibullfunktion hinterlegt. Dies führt dazu, dass für jede Stufe eine wiederkehrende, zufällige Auswahl stattfindet. Die Anzahl der Lasten ist dabei immer doppelt so hoch wie die Anzahl der Relais, welche je Stufe auslösen sollen. Neben der Berücksichtigung von Lastschwankungen wird ebenfalls die Einspeisung dezentraler Anlagen durch eine Verteilungsfunktion berücksichtigt, siehe Abbildung 4.22.

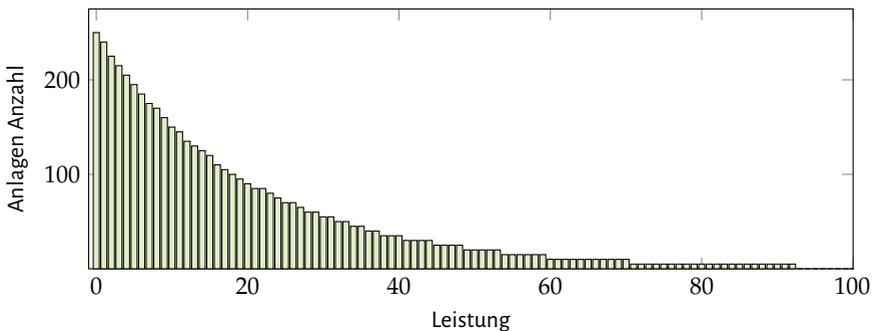


Abbildung 4.22: Qualitative Darstellung einer Weibull-Verteilung zur Berücksichtigung der dezentralen Einspeisung im Netz

Wie bereits bei der Lastverteilung dargestellt, wird je Relaisauslösung ein Leistungswert zufällig aus der Funktion herangezogen. Hierbei wird berücksichtigt, dass eine Vielzahl an Verteilnetzen über keine oder geringe Rückspeisung verfügt, sodass das Maximum der Funktion bei einer Leistung von Null liegt. Der ausgewählte Wert wird letztlich auf den Leistungswert der ausgewählten Lasten subtrahiert, vgl. Abbildung 4.19. Dies führt dazu, dass die resultierende Residuallast abnimmt. Für die Darstellung eines selektiven Lastabwurfs nach Abschnitt 4.1 kann die Verteilung entsprechend reduziert werden, sodass ein verminderter Abwurf dezentrale Erzeugungsanlagen berücksichtigt wird.

## Definition und Auslegung von Szenarien

Nachfolgende Analysen sollen folgende Fragestellungen beantworten:

1. Welchen Einfluss hat eine Messungenauigkeit der Unterfrequenzrelais auf den Lastabwurf?
2. Welchen Einfluss hat die Anzahl der Lastabwurfstufen auf das Frequenzverhalten?
3. Wie Verhält sich die Frequenz, wenn ein selektiver Lastabwurf durchgeführt wird?

Anhand diese Fragestellungen werden insgesamt vier Szenarien definiert. Zunächst wird ein Referenzszenario beschrieben, welches die Grundparameter der Simulation bestimmt. Hierbei wird auf das Referenzszenario aus Abschnitt 3.2.2 zurückgegriffen, bei dem das Modell nach aktuellen Richtlinien ausgelegt wird. Um einen Lastabwurf zu provozieren ist es notwendig, dass Frequenzeinbrüche unter 49 Hz auftreten. Diesbezüglich wird der Lastsprung auf  $P_{\text{Last}} = 40 \text{ GW}$  erhöht. Bei einer Systemleistung von  $P_{\text{Sys}} = 150 \text{ GW}$  entspricht dies einem Defizit von rund 27 %. Eine Zusammenfassung der Systemparameter ist in Tabelle 4.4 festgehalten.

Tabelle 4.4: Simulationsparameter des Referenzszenarios

Bezeichnung	Variable	Wert
Lastsprung	$P_{\text{Last},\Gamma}$	40 GW
Frequenzabhängigkeit der Lasten	$s_{\text{Last}}$	1.500 MW/Hz
Primärregelleistungsstatik	$s_{\text{Gen}}$	13.500 MW/Hz
Primärregelleistung Maximalwert	$\Delta P_{\text{Gen,max}}$	3.000 MW
Zeitkonstante Ventil	$T_V$	2 s
Zeitkonstante Turbine	$T_T$	9 s

In **Szenario LA-1** wird untersucht, welchen Einfluss eine Messungenauigkeit der Unterfrequenzrelais auf das dynamische Frequenzverhalten nach einem Lastabwurf hat. Hierzu wird nach Abbildung 4.20 eine Verteilung der Ungenauigkeit verwendet. Für dieses Szenario wird von einem dreistufigen Lastabwurf nach [56] ausgegangen. Demnach sollen die Unterfrequenzrelais bei 49 Hz, 48,7 Hz oder 48,3 Hz auslösen. Dabei sollen je Stufe zwischen 10–15 % der Last abgeworfen werden, vgl. Abschnitt 2.3.1. Die Messungenauigkeit führt jedoch dazu, dass manche Relais verfrüht bzw. verspätet, also oberhalb oder unterhalb des parametrisierten Werts, auslösen. Zunächst werden drei maximale Messungenauigkeiten  $\lambda_{\text{Mess}}$  vorgegeben. Eine Messungenauigkeit von 0 mHz stellt eine ideale Situation dar. Zudem sollen die Einflüsse von Messungenauigkeiten von  $\pm 50 \text{ mHz}$  sowie  $\pm 100 \text{ mHz}$  untersucht werden, welche sich nach den Richtlinien aus [107] orientieren. Je Lastabwurfstufe sollen in Summe 2.000 Relais auslösen. Für jedes Relais, welches auslöst, wird zu-

fällig ein Leistungswert nach Abbildung 4.21 zugeteilt. Die ausgewählten Leistungen werden aufaddiert, sodass sich eine kumulierte Summenlast ergibt. Durch die zufällige Auswahl ergeben sich eine Vielzahl an Simulationsergebnissen.

In **Szenario LA-2** wird ein gleichmäßiger zehnstufiger Lastabwurf zwischen  $f = 49$  Hz und  $f = 48,1$  Hz untersucht. Je Stufe, sollen 300 Relais auslösen, sodass in Summe, wie in Szenario LA-1, 3.000 Relais nach der letzten Lastabwurfstufe auslösen. Neben einer idealen Messung wird zusätzlich eine Messungenauigkeit von  $\lambda_{\text{Mess}} = \pm 50$  mHz untersucht. Der Lastanstieg sowie die sonstigen Netzparameter sind identisch zu Szenario 1.

**Szenario LA-3** soll zeigen, welchen Einfluss ein selektiver Lastabwurf auf das Frequenzverhalten ausüben kann. Um verschiedene Selektionsgrade  $k_{\text{sel}}$  zu simulieren, können Funktionsparameter der Verteilung entsprechend angepasst werden, vgl. Abschnitt 4.1.1. Soll ein höherer Selektionsgrad simuliert werden, in der also mehr dezentrale Anlagen nicht vom Lastabwurf betroffen sind, wird die Verteilung nach Abbildung 4.22 gestaucht. Dabei werden jeweils die Skalenparameter  $a_{\text{sel},1} = 10$ ,  $a_{\text{sel},2} = 20$  und  $a_{\text{sel},2} = 30$  für die Weibullfunktion angenommen. Dies führt dazu, dass die Wahrscheinlichkeit eines Abwurfs von dezentralen Anlagen verringert wird. Für das Szenario wird für alle Simulationsdurchführungen von einer idealen Messung ausgegangen.

### Durchführung von Simulationen

Wie bereits erwähnt, wird für jede Simulationsdurchführung eine zufällige Reihenfolge bestimmt, mit der die Lasten, Leistungen sowie Rückspeisungen nach den genannten Verteilungsfunktionen ausgewählt werden. Diese Reihenfolge ist für alle dargestellten Ergebnisse identisch. Die zufällige Bestimmung einer Reihenfolge führt dazu, dass eine Vielzahl an Simulationsergebnissen möglich sind, trotz identischer Verteilungsfunktionen und Netzparameter. Die nachfolgenden Ergebnisse zeigen, aufgrund der Übersichtlichkeit, lediglich ein bis maximal zwei mögliche Ergebnisse je Szenario und Strategie. Demnach stellen die Ergebnisse keine quantitativen Frequenzverläufe dar, wie sie bei der beschriebenen Auslegung des Netzes und der Szenarien vorkommen. Vielmehr sollen qualitative Unterschiede zwischen verschiedenen Auslegungen und Szenarien verdeutlicht werden, um mögliche Tendenzen beschreiben zu können.

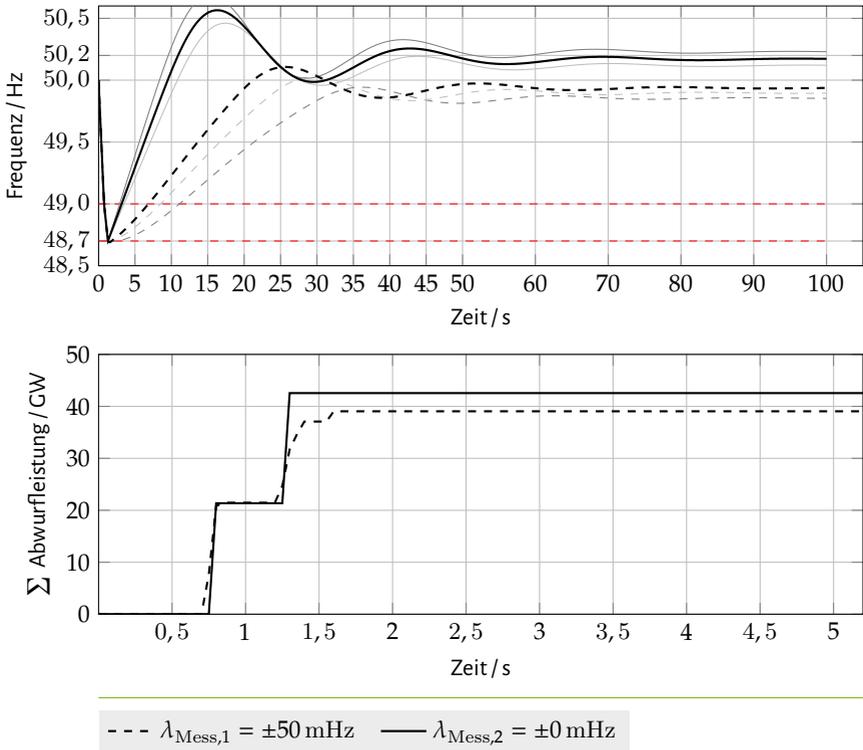


Abbildung 4.23: Simulationsergebnisse für Szenario LA-1 - Messungenauigkeiten der Unterfrequenzrelais bei einem dreistufigen Lastabwurf

In der Abbildung 4.23 sind insgesamt vier Frequenzgänge (oberer Graph) und zwei Leistungsverläufe (unterer Graph) zu erkennen. Die Leistungsverläufe stellen die Summe der abgeworfenen Residuallast dar. Es ist zu erkennen, dass sich für unterschiedliche Messungenauigkeiten ( $\lambda_{\text{Mess},1} = \pm 50 \text{ mHz}$  und  $\lambda_{\text{Mess},2} = \pm 0$ ) unterschiedliche Frequenzverläufe sowie Summenleistungen ergeben. Für die Graphen der Frequenzgänge und Leistungen werden unterschiedliche Skalierungen der Zeitachsen gewählt, Dadurch ist der Effekt der Leistungsverteilung besser sichtbar. Durch Lastanstieg  $\Delta P_{\text{Last}}$  kommt es zu einem Frequenzeinbruch zu Beginn der Simulation. Für eine Messungenauigkeit von  $\lambda_{\text{Mess},2} = \pm 0 \text{ mHz}$  lösen zwei Lastabwurfstufen aus, bei 49 Hz und 48,7 Hz (rot gestrichelte Linien). Anschließend ist ein deutlicher Frequenzanstieg zu beobachten, bis zu einem globalen Maximum von  $f = 50,56 \text{ Hz}$  zum Zeitpunkt  $t = 16,3 \text{ s}$ . Auf dieses Maximum folgt ein lokales Minimum von  $f = 50 \text{ Hz}$  bei  $t = 29,6 \text{ s}$ . Nach weiteren Pendelungen stellt sich eine quasi-

stationäre Frequenz von  $f = 50,17$  Hz nach rund 80 Sekunden ein. Für  $\lambda_{\text{Mess},2} = \pm 50$  mHz ist zu erkennen, dass nach Erreichen der zweiten Lastabwurfstufe zwar ebenfalls ein Frequenzanstieg zu beobachten ist, jedoch mit einer geringeren Steigung. 25,7 Sekunden nach Simulationsbeginn steigt die Frequenz auf ein Maximum von 50,1 Hz an. Nach diesem globalen Maximum kommt es zu leichten Pendelungen in der Frequenz, bis sich letztlich ein quasi-stationärer Endwert der Frequenz von 49,94 Hz bei  $t \approx 78$  s einstellt. Neben diesen Frequenzgängen sind noch zwei weitere Frequenzverläufe aufgetragen (grau). Diese Verläufe sollen verdeutlichen, dass eine mehrmalige Simulationsdurchführung zu unterschiedlichen Ergebnissen führen kann, da die Lasten aufgrund von Prognoseunsicherheiten einer Streuung unterliegen können. Dabei werden diese Ergebnisse mit denselben Netzparametern sowie Verteilungsfunktionen erstellt. Auf eine Beschreibung dieser Verläufe wird an dieser Stelle verzichtet, da sie lediglich die Variationsmöglichkeiten der Simulationsdurchführungen visuell darstellen sollen. Für die abgeworfenen Residuallasten sind, wie bereits bei den Frequenzgängen, unterschiedliche Verläufe zwischen  $\lambda_{\text{Mess},1} = \pm 50$  mHz und  $\lambda_{\text{Mess},2} = \pm 0$  zu erkennen. Für eine ideale Frequenzmessung zeigt sich, dass das Erreichen der Frequenzgrenzen zu rapiden Lastabwürfen führt ( $\Delta P_{\text{resid}} = 21,3$  GW bei  $t = 0,8$  s und  $\Delta P_{\text{resid}} = 42,6$  GW bei  $t = 1,3$  s). Für eine Messungenaugigkeit von  $\pm 50$  Hz zeigt sich, dass bereits zu einem früheren Zeitpunkt erste Lasten vom Netz getrennt werden. Insbesondere in der zweiten Lastabwurfstufe ist eine zeitlich verzögerte Erhöhung der Residuallast zu erkennen. Die letzten Lasten werden zum Zeitpunkt  $t = 1,6$  s abgeworfen, was zu einer maximalen Summenlast von 39 GW führt.

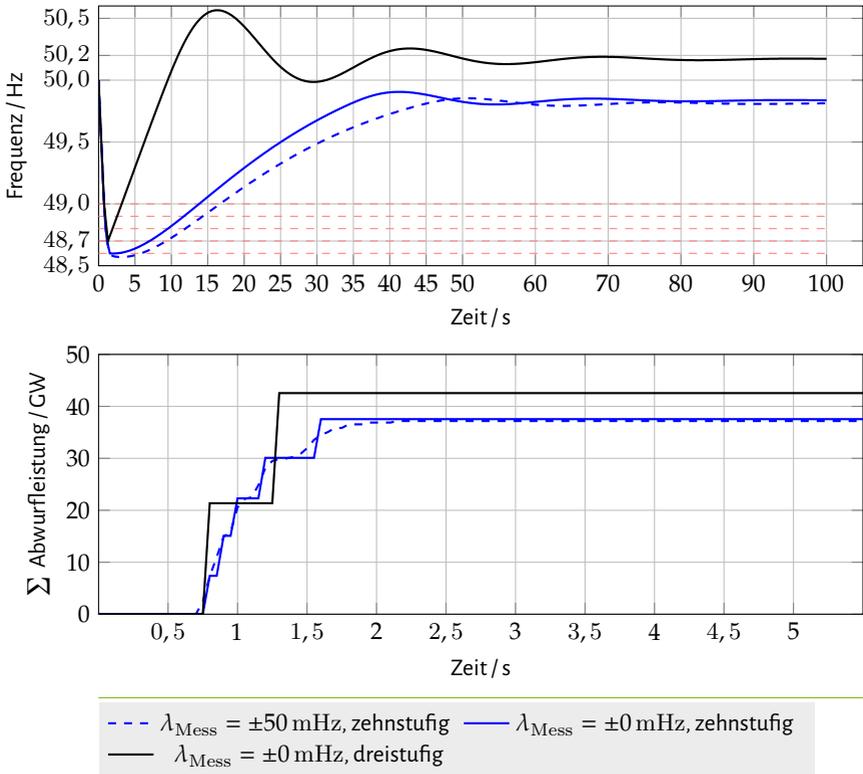


Abbildung 4.24: Simulationsergebnisse für Szenario LA-2 - Gegenüberstellung eines Lastabwurfs mit drei sowie zehn Frequenzstufen

Abbildung 4.24 stellt die Ergebnisse für einen zehnstufigen Lastabwurf nach Szenario LA-2 dar. Zusätzlich ist der Frequenzverlauf sowie die Lastverteilung aus dem vorherigen Szenario, mit einem dreistufigen Lastabwurf, aufgetragen. Für eine ideale Messung (blaue durchgezogene Linie) werden insgesamt fünf Lastabwurfstufen ausgelöst (rot gestrichelte Linien). Ab der fünften Frequenzstufe ( $t = 1,95 \text{ s}$ ) steigt die Frequenz an bis zu einem globalen Maximum von  $49,91 \text{ Hz}$  zum Zeitpunkt  $t = 41,3 \text{ s}$ . Anschließend pendelt sich die Frequenz zu einer quasi-stationären Frequenz von  $f = 49,84 \text{ Hz}$  rund 85 Sekunden nach Simulationsbeginn ein. Für eine Messungengenauigkeit von  $\pm 50 \text{ mHz}$  ergibt sich ein Tiefpunkt der Frequenz von  $48,57 \text{ Hz}$  bei  $t = 3,15 \text{ s}$ . Das darauffolgende globale Maximum tritt bei  $t = 50,7 \text{ s}$  auf und beträgt  $49,85 \text{ Hz}$ . Anschließend führen leichte Frequenzschwankungen zu einem quasi-stationären Endwert von  $49,81 \text{ Hz}$

bei  $t \approx 81$  s. Der Leistungsverlauf zeigt, dass zu fünf verschiedenen Zeitpunkten eine Residuallast von rund 7,4 GW für eine ideale Messung abgeworfen wird. Das Maximum beträgt hierbei 42,5 GW zum Zeitpunkt  $t = 1,3$  s. Für eine Messungenauigkeit von  $\pm 50$  mHz ergibt sich eine Streuung der abgeworfenen Last, sodass keine eindeutigen stufen erkennbar sind. Die letzte Last wird rund 2,15 s vom Netz getrennt, was zu einem maximalen Endwert von 37,2 GW führt.

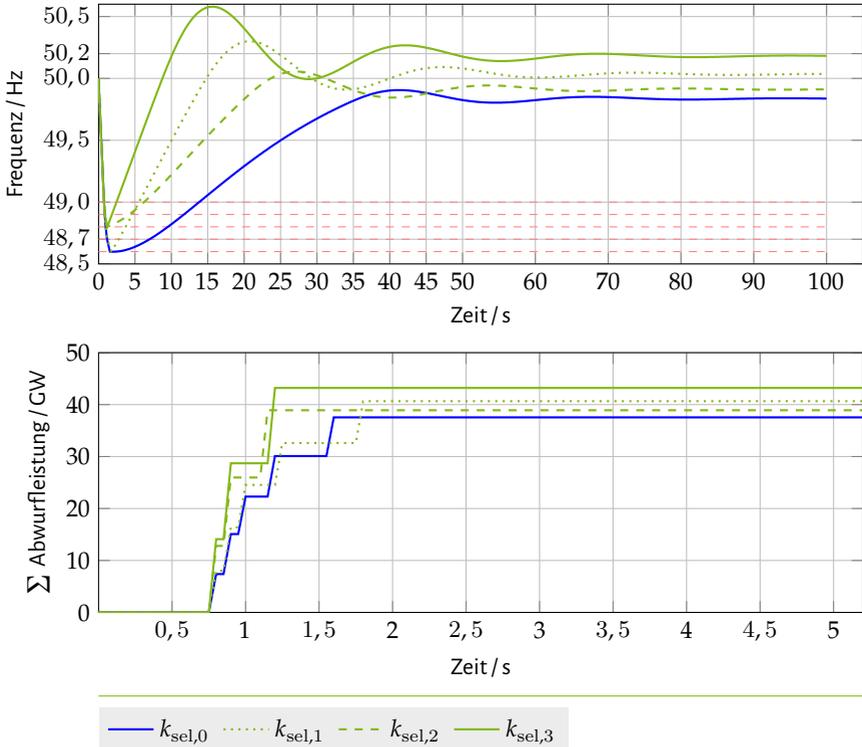


Abbildung 4.25: Simulationsergebnisse für Szenario LA-3 - Durchführung eines zehnstufigen selektiven Lastabwurfs

Abbildung 4.25 zeigt die Simulationsergebnisse für Szenario LA-3. Zusätzlich sind die Verläufe von Szenario LA-2 für eine ideale Messung aufgetragen (blau). Für die drei Selektionsgrade ergeben sich drei verschiedene Frequenz- sowie Leistungsverläufe. Der Frequenzverlauf für  $k_{sel,1}$  weist einen Tiefpunkt von 48,6 Hz auf, da erst nach der Auslösung der fünften Lastabwurfstufe ein Frequenzanstieg hervorruft. Die Frequenz steigt bis zu einem globalen Maximum von 50,3 Hz zum Zeitpunkt  $t = 20,7$  s. Für  $k_{sel,2}$  und  $k_{sel,3}$  steigt die Frequenz bereits nach Erreichen der dritten

Lastabwurfstufe wieder an bis zu einem Maximum von 50,06 Hz ( $t = 27,1$  s) bzw. 50,58 Hz ( $t = 15,7$  s). Zudem ergeben sich für die Selektionsgrade unterschiedliche quasi-stationäre Endwerte der Frequenz ( $f_{\text{sel},1} = 50,04$  Hz,  $f_{\text{sel},2} = 49,91$  Hz und  $f_{\text{sel},3} = 50,18$  Hz). Die Leistungsverläufe zeigen, dass für einen hohen Selektionsgrad die in Summe abgeworfene Residuallast am höchsten ist mit 43,21 GW. Für den niedrigsten Selektionsgrad zeigt sich, dass trotz der fünf Abwurfstufen in Summe weniger Leistung abgeworfen wird (40,6 GW) als  $k_{\text{sel},3}$ .

### Auswertung und Diskussion der Simulationsergebnisse

Nachdem die Simulationen durchgeführt und die Ergebnisse beschrieben sind, sollen diese im Folgenden ausgewertet werden.

In **Szenario LA-1** wird anhand eines dreistufigen Lastabwurfs der Einfluss einer Messungenauigkeit auf den Frequenzverlauf aufgezeigt. Für eine ideale Messung ergibt sich ein sehr hoher Frequenzanstieg, nachdem Stufe 2 ausgelöst wurde. Dies kann sogar dazu führen, dass sehr hohe Frequenzen erreicht werden, was wiederum zu kritischen Schutzabschaltungen führen kann. Für eine Messungenauigkeit von  $\lambda_{\text{Mess}} = \pm 50$  mHz sind deutlich sanftere Frequenzanstiege zu beobachten, sodass Überfrequenzen vermieden werden können. Dieser merkbare Unterschied ist durch die abgeworfene Last zu begründen. Bei einer idealen Messung, also einer Messungenauigkeit von 0 mHz, werden je Stufe 1000 Relais gleichzeitig abgeworfen. Dies führt zu einer sofortigen Laständerung und somit zu einem starken Frequenzanstieg. Durch die Messungenauigkeiten verteilen sich die Auslösungen der Relais, sodass die Netzfrequenz nach und nach abgebremst wird, bis sie schließlich wieder zunimmt. Die Summe der Abwurfleistungen zeigt, dass insgesamt deutlich weniger Relais ausgelöst haben im Gegensatz zu einer idealen Messung. Für  $\lambda_{\text{Mess}} = \pm 0$  mHz haben in Summe 1.800 Relais ausgelöst. Dies führt nicht nur zu einer Absenkung der maximalen Frequenz, sondern ebenfalls zu einer Reduktion der Frequenzschwankungen. Auch die Tatsache, dass in Summe weniger Relais ausgelöst haben, ist von hohem Vorteil, da mehr Lasten weiter am Netz gehalten werden können.

Durch die erhöhte Anzahl der Lastabwurfstufen in **Szenario LA-2** werden, im Vergleich zu Szenario LA-1, hohe Lastsprünge vermieden, sodass die Frequenz eine reduzierte Steigung nach Auslösen der Relais aufweist. Vielmehr wird die Frequenz sanft auf einen quasi-stationären Wert, ohne dass hohe Pendelungen auftreten. Eine Messungenauigkeit zeigt, dass die Frequenzschwankungen noch weiter reduziert werden können gegenüber dem idealen Frequenzverlauf. Insbesondere die Vermeidung hohe Oszillationen zeichnet die Erhöhung der Lastabwurfstufen aus. Dadurch wird der Vorteil einer Streuung genutzt, welche im vorherigen Szenario bereits durch die Messungenauigkeit auftrat.

Die Ergebnisse aus **Szenario LA-3** zeigen deutliche Unterschiede in den Frequenzverläufen für verschiedene Selektionsgrade  $k_{\text{sel}}$ . Dabei gilt, dass für  $k_{\text{sel},3}$  mehr dezentrale Anlagen vom Lastabwurf verschont werden als für  $k_{\text{sel},2}$  oder  $k_{\text{sel},1}$ .  $k_{\text{sel},0}$  bedeutet in diesem Fall, dass kein selektiver Lastabwurf durchgeführt wird. Durch die erhöhte Selektion wird in Summe die Residuallast erhöht, welche abgeworfen wird. Dies führt dazu, dass weniger Lastabwurfstufen durchlaufen werden müssen, um die Frequenz zu stabilisieren. Es muss berücksichtigt werden, dass dadurch ebenfalls hohe Oszillationen entstehen können, sodass das Lastabwurfkonzept entsprechend an den Selektionsgrad angepasst werden muss. Hierzu ist eine Anwendung des in Abschnitt 4.2.1 gezeigten Algorithmus zur Parametrierung denkbar. Es zeigt sich zudem, dass durch eine Erhöhung der Selektion nicht gleichzeitig die Oszillation zunimmt. Die Ergebnisse für  $k_{\text{sel},2}$  zeigen, dass bereits nach der zweiten Frequenzstufe ein Frequenzanstieg eintritt, wobei die Steigung des Anstiegs geringer ist als bei den anderen Selektionsgraden. Daraus ist abzuleiten, dass der Selektionsgrad nicht alleine die Frequenzdynamik beeinflusst. Vielmehr ist es von besonderer Relevanz, wie viele Lastabwurfstufen durchlaufen werden und wie viel Leistung vom Netz getrennt wurde.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass der selektive Abwurf einen positiven Einfluss auf die Frequenz ausübt, da das Leistungsdefizit frühzeitig ausgeglichen werden kann. Ein besonderer Vorteil dieser Strategie ist es, dass gegebenenfalls weniger Stufen auslösen und somit viele Netzbereiche weiterhin mit Energie versorgt werden können. Eine exakte Angabe, wie sich die Frequenz bei einem gegebenen Lastabwurfkonzept verhält, ist jedoch nur erschwert möglich, da sowohl die Last- als auch die Einspeisesituation möglichst genau bestimmt werden muss. Die Durchführung von dynamischen Simulationen für definierte Szenarien liefern jedoch wichtige Erkenntnisse zur Auslegung einer Strategie. Im Allgemeinen gilt, dass das Heranziehen von einer hohen Anzahl an Messpunkten (beispielsweise von Smart Metering Systemen) und möglichst genaue Prognosen die Parametrierung und somit die Auslegung der Strategie optimieren können. Die technische Umsetzung dieser Strategie wird im nächsten Abschnitt untersucht.

## 4.3 Hardwareversuch

In den vorherigen Abschnitten wird das Konzept eines selektiven Lastabwurfs sowie der Mehrwert anhand von Simulationsdurchführungen aufgezeigt. In diesem Unterkapitel soll geprüft werden, inwieweit die vorgeschlagenen Maßnahmen in der Realität umgesetzt werden können. Hierzu wird die Entwicklung eines Prototyps beschrieben. Zusätzlich werden Tests dieses Prototypen im Labor sowie in einem Feldversuch analysiert.

### 4.3.1 Anforderungskatalog für die Prototypenentwicklung eines neuartigen Unterfrequenzrelais

Die Anforderungen, welche an den Prototypen eines Unterfrequenzrelais gestellt werden, basieren, neben den in Abschnitt 4.1 formulierten Bedingungen, maßgeblich auf den Anforderungen des Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) / FNN sowie den kommunikationstechnischen Vorgaben des BSI [145, 148]. Ein wesentlicher Aspekt ist in diesem Zusammenhang, inwieweit eine Smart Metering Infrastruktur den Aufwand und damit die Kosten für die Installation von Unterfrequenzrelais minimieren können, vgl. Abschnitt 4.1.5. Um die Akzeptanz für den Einsatz von Unterfrequenzrelais beim Netzbetreiber als auch beim Kunden zu erhöhen, sollen verschiedene Zusatzfunktionen, wie zum Beispiel mehrere Unterfrequenzstufen, als auch die Abschaltung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen bei Überfrequenz im Frequenzrelais realisiert werden. Folgende Auflistung beschreibt die Anforderungen, welche vom Unterfrequenzrelais erfüllt werden sollen.

- Modulare erweiterbare Realisierung aufgrund unterschiedlicher Gegebenheiten am Einbauort, wie zum Beispiel der vorhandenen Informations- und Kommunikationsinfrastruktur
- Bidirektionale und verschlüsselte Kommunikation zwischen dem dezentralen Frequenzrelais und einer Leitwarte zur Parametrierung und Abfrage von Statusmeldungen
- Eindeutige Zuordnung der installierten Frequenzrelais zu dem jeweiligen Einbauort
- Schnittstellen für den Anschluss von Leistungsmesseinrichtungen oder Energiezählern
- Ausgabe von Schaltbefehlen sowohl über das Relais als auch über Kommunikationsschnittstellen, zum Beispiel Implementierung in eine ggf. vorhandene Leittechnik
- Stufenweise Abschaltung der Last in Abhängigkeit von der Netzfrequenz und Abschaltleistung, frei programmierbar von einer Leitwarte aus
- Wirkleistungsschwelle für die Abschaltleistung bei Unterfrequenz (für jede Unterfrequenz- und Leistungsgrenze individuell einstellbar)

- Vorgabe einer Verzögerungszeit für Leistungsabschaltung bei Unterfrequenz
- Programmierbare Wiederzuschaltung nach Auslösung
- Blockierung der Unterfrequenzauslösung bzw. Freigabe der Unterfrequenzauslösung, zum Beispiel von einer Leitwarte
- Zu Dokumentationszwecken sind die abgeschalteten Leistungen bei Unterfrequenzauslösung bzw. Wiederzuschaltung mit Datum und Uhrzeit abzuspeichern und können von einer Leitwarte abgefragt werden
- Nach Ausfall der Stromversorgung müssen die zuletzt eingestellten Parameter gespeichert und bei einem Neustart übernommen werden
- Zeitsynchronisation mit einem zentralen Zeitsignal
- Integrierbarkeit in eine zukünftige Smart Metering Infrastruktur
- Möglichkeiten zur Erweiterung der Frequenzrelais mit zusätzlichen Funktionen
- Anschlussmöglichkeiten von Batteriespeichern. Implementierung der Algorithmen innerhalb des Frequenzrelais, alternativ Schnittstelle im Frequenzrelais für die Onlineausgabe der aktuellen Netzfrequenz für einen externen Speichercontroller
- kostengünstige Hardware.

Neben einem kostengünstigen Aufbau wird bei der Entwicklung des Frequenzrelais auch der räumliche Platzbedarf für die Einbauorte berücksichtigt. Des Weiteren war die spätere Integration in ein Smart Metering System ein wesentlicher Aspekt bei der Entwicklung. Die Kommunikation zwischen dem Frequenzrelais und einer Leitzentrale ist von den kommunikationstechnischen Strukturen des jeweiligen Netzbetreibers abhängig. Ist keine Kommunikation über ein vorhandenes Smart Metering System möglich, so kann zum Beispiel eine Internet Protocol (IP) basierte Kommunikation (Local Area Network (LAN) Ethernet TCP/IP z.B.: IEC 61850 oder Device Language Message Specification (DLMS)) genutzt werden. Dabei ist es unerheblich ob eine Ethernet Verbindung, eine Funklösung (z.B.: Global System for Mobile Communications (GSM)/General Packet Radio Service (GPRS)) oder Powerline genutzt wird. Allerdings wird bei einer Funk- oder Powerline Kommunikation eine sichere und zuverlässige WAN-Kommunikation gefordert.

Die dezentrale Messung der Netzfrequenz ist eine wichtige Komponente hinsichtlich der Realisierung eines dezentralen Unterfrequenzrelais. Bei einer vorgegebenen Grenzfrequenz muss die Abschalteneinrichtung unverzüglich angeregt werden, gleichzeitig muss eine Fehlauflösung aufgrund ungenauer oder fehlerhafter Frequenzmessung, zum Beispiel durch Schalthandlungen im Netz oder Harmonische in der Netzspannung, minimiert werden. Die wesentlichen Anforderungen an die Frequenzmessung sind:

- Zuverlässigkeit
- Genauigkeit
- Schnelligkeit
- kostengünstige Realisierung

In Tabelle 4.5 sind die wesentlichen Anforderungen an die Frequenzmessung hinsichtlich einer automatischen Frequenzentlastung für Unterfrequenzrelais zusammengestellt [8, 171].

Tabelle 4.5: Anforderungen an die Frequenzmessung

Anforderung	Wertebereich
Messbereich	45 – 55 Hz
Einstellbereich (Schrittweite)	$\leq 100$ mHz
Messgenauigkeit	$\leq 50$ mHz
Aktivierung	65 – 80 % $U_N$
Einstellbare Verzögerungszeit	100 ms

Für die Durchführung eines Lastabwurfs, welcher in der Regel zwischen 48 und 49 Hz stattfindet, und insbesondere vor der Tatsache, dass ab 47,5 Hz Generatoren vom Netz getrennt werden, ist ein Messbereich von 45 – 55 Hz ausreichend. Wie bereits in Abschnitt 2.3.1 hingewiesen, wird in Zukunft ein zehnstufiger Lastabwurf zwischen 48 – 49 Hz angestrebt. Dahingehend ist es sinnvoll, dass die Relais mindestens einen Einstellbereich von  $\geq 100$  mHz haben, um die Schrittweite einhalten zu können. Nicht nur der Einstellbereich, sondern ebenfalls die Messgenauigkeit spielt eine besondere Rolle, um einen zehnstufigen Abwurf sinnvoll umsetzen zu können, vgl. Abschnitt 4.2.2. Die Aktivierung sowie einstellbaren Verzögerungszeiten orientieren sich nach nationalen und internationalen Richtlinien.

### 4.3.2 Beschreibung des entwickelten Prototypen

Aufbauend auf dem Anforderungskatalog aus Abschnitt 4.1 und 4.3.1 wurde im Rahmen eines Projekts ein neuartiges Unterfrequenzrelais entwickelt. Der Aufbau des Frequenzrelais mit den Anschlussbelegungen ist in Abbildung 4.26 abgebildet.

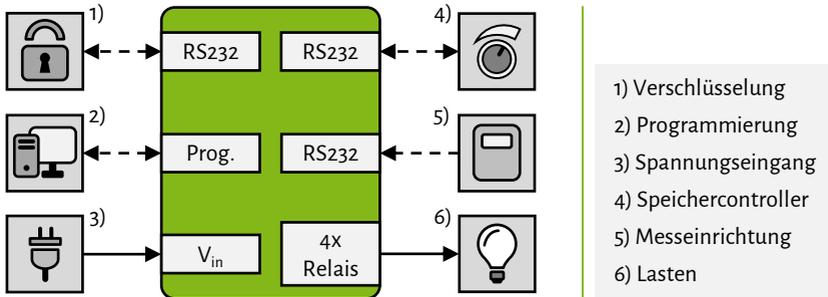


Abbildung 4.26: Skizze des Unterfrequenzrelais mit der Anschlussbelegung

Das entwickelte Unterfrequenzrelais verfügt über insgesamt sechs Schnittstellen. Um eine Parametrierung vom Netzbetreiber oder anderen externen Marktteilnehmern zu ermöglichen, wird das Relais über eine serielle RS232 Schnittstelle mit einem WAN Modul verknüpft (1). Dieses Modul nimmt eine Verschlüsselung vor, um eine sichere Steuerung des Relais aus der Ferne zu ermöglichen. Dabei entspricht die Verschlüsselung den Anforderungen nach [145], vgl. Abschnitt 2.4. Zur Programmierung des Relais kann die Programmierschnittstelle genutzt werden (2). Das Relais verfügt zudem über einen einphasigen Spannungseingang, um die Netzspannung zu erfassen und die Netzfrequenz zu berechnen (3). Zudem kann an das Frequenzrelais eine weitere Regeleinheit gekoppelt werden, um die Regelung dezentraler Anlagen zu ermöglichen (4). Hierbei werden kontinuierlich die berechneten Frequenzwerte als ASCII Zeichen an den Controller weitergeleitet. Zudem können Parametrierungen, welche vom WAN Modul empfangen werden, direkt an den Speichercontroller weitergeleitet werden. Neben der Messung der Netzfrequenz können zusätzlich Leistungswerte mit berücksichtigt werden, welche von bereits vorhandenen Messeinrichtungen, wie beispielsweise Smart Metern, bereitgestellt werden (5). Die Hauptaufgabe des Frequenzrelais ist der Abwurf von Lasten, wenn parametrierte Frequenzschwellen unterschritten sind. Das Relais ist mit vier Relaisausgängen ausgestattet, um vier Lasten unabhängig voneinander schalten zu können (6). Dabei ist es möglich für alle vier Relaisausgänge unterschiedliche Parameter einzustellen. Eine Übersicht über die wichtigsten Parametrierungsmöglichkeiten des Frequenzrelais ist in Tabelle 4.6 abgebildet.

Tabelle 4.6: Parametrierungsmöglichkeiten des Frequenzrelais

Kategorie	Beschreibung	Stellgrößen
Abschaltung	Unterfrequenzgrenzen	$f_1, f_2, f_3, f_4$
	Abschaltleistung	$P_1, P_2, P_3, P_4$
	Schaltverzögerung	$t_1, t_2, t_3, t_4$
Wiederzuschaltung	Frequenzgrenzen	$F_1, F_2, F_3, F_4$
	Schaltverzögerung	$T_1, T_2, T_3, T_4$
Sonstiges	Abfrage der Parameter	
	Zustand	Zurücksetzen, Blockieren, Freigeben
	Wiederzuschaltung	ein, aus

Es soll es möglich sein neben der Festlegung von Frequenzgrenzen  $f_i$  ebenfalls Abschaltleistungen  $P_i$  sowie Schaltverzögerungen  $t_i$  zu definieren. Das Relais kann hierbei berücksichtigen, dass die jeweilige Last erst dann abgeworfen wird, wenn eine bestimmte Leistungsschwelle überschritten wird. Für die Wiederzuschaltung können ebenfalls vier Frequenzgrenzen  $F_i$  und Schaltverzögerungen  $T_i$  definiert werden. Dabei werden die entsprechenden Relais  $i$  wieder geschlossen und somit die Versorgung der Lasten wiederhergestellt, sobald die entsprechende Frequenzgrenze  $F_i$  für einen Zeitraum von  $T_i$  überschritten wird. Durch einen entsprechenden Befehl können diese und noch weitere Einstellungen vom Endnutzer abgefragt werden. Zudem können verschiedene Zustände definiert werden. Hat das Relais beispielsweise ausgelöst, kann dieses manuell zurückgesetzt werden. Soll eine Abschaltung der Lasten auch im Unterfrequenzfall vermieden werden, so kann das Relais blockiert oder wieder freigegeben werden.

Verschiedene Verfahren zur Frequenzmessung wurden auf ihre Anwendbarkeit, hinsichtlich der Realisierung eines Unterfrequenzrelais, untersucht. Aufgrund der in Zukunft vielfach im Netz zu installierenden Unterfrequenzrelais wird als Frequenzmessverfahren die Periodendauermessung angewendet, vgl. Abschnitt 2.1.2. Da es zu Frequenzausreißern bei Messungen kommen kann, welche durch Schalthandlungen im Netz verursacht werden können, wird neben einem analogen Eingangsfilter ein digitales Software-Filter nachgeschaltet. Eine weitere Verbesserung der Frequenzmessung, hinsichtlich Zuverlässigkeit und Genauigkeit, kann durch eine zusätzliche Fast Fourier Transformation (FFT) oder Diskrete Fourier Transformation (DFT) erreicht werden, vgl. Abschnitt 2.1.2. Dabei wird neben der Periodendauermessung parallel die Netzspannung abgetastet und eine FFT nach jeder vollen Periode berechnet. Mit Hilfe eines Filters können die Messergebnisse der Periodendauermessung und FFT ausgewertet werden. Der Aufwand für die Eingangsbeschaltung, hinsichtlich der galvanischen Trennung und A/D-Wandlung, verursacht jedoch zusätzliche Kos-

ten. Aus diesem Grund wurde auf dieses Berechnungsverfahren bei der Prototypenentwicklung verzichtet. Die Abbildung 4.27 zeigt eine Übersicht der untersuchten Varianten zur Netzfrequenzmessung.

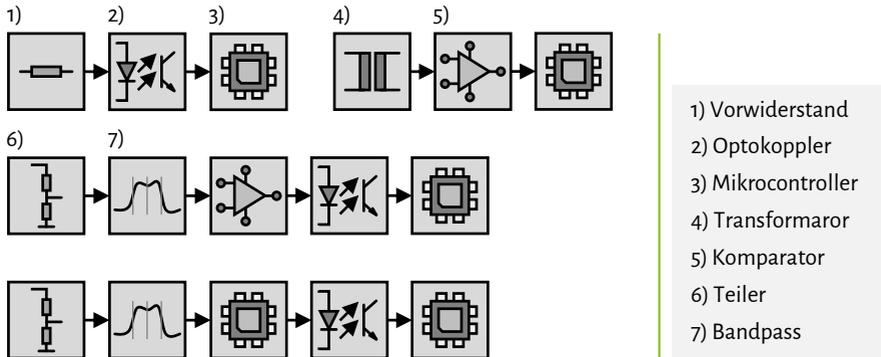


Abbildung 4.27: Blockschaltbild möglicher Realisierungen einer Periodendauermessung durch das Frequenzrelais

In der Abbildung sind insgesamt vier Realisierungsmöglichkeiten zur Periodendauermessung dargestellt. Bei der ersten Realisierung kann ein Vorwiderstand und ein Optokoppler verwendet werden, um einen sehr einfachen Aufbau zu realisieren. Der nachgeschaltete Mikrocontroller führt letztlich die Berechnung der Netzfrequenz durch. Ein Nachteil dieser Realisierung sind jedoch die auftretenden Verluste durch den Vorwiderstand und Einbußen in der Genauigkeit. Um eine galvanische Trennung zu erreichen, kann ein Transformator in Kombination mit einem Komparator verwendet werden, was jedoch zu Nichtlinearitäten führt. Ein weiterer relativ einfacher Aufbau bietet die Nutzung eines Teilers mit einem Bandpassfilter, Komparator und Optokoppler. Dabei muss jedoch stark darauf geachtet werden, dass das analoge Filter korrekt ausgelegt wird. Zur Durchführung einer zusätzlichen FFT bzw. DFT neben der Nulldurchgangsmessung kann ein weiterer Mikrocontroller zwischen einem Bandpassfilter und Optokoppler integriert werden, welcher eine Frequenzauswertung vornimmt. Dadurch wird eine Interpolation der Spannung im Nulldurchgang möglich. Ein klarer Nachteil dieser Realisierung ist jedoch die Notwendigkeit eines weiteren Mikrocontrollers.

Um einen universellen Einsatz der Frequenzrelais unter verschiedene Bedingungen und Einsatzorten zu gewährleisten, werden weitere Schnittstellenmodule entwickelt. Dazu sind die einzelnen Funktionsblöcke auf verschiedene Ebenen verteilt. Insbesondere die WAN-Kommunikation als auch die Anbindung der Leistungsmesseinrichtungen erfordern unterschiedliche Schnittstellen und Datenprotokolle. Des Weiteren werden die Schnittstellen zu den abschaltbaren Lasten,

als auch von Batteriespeicher als eigenständige Komponente realisiert. Gegenüber den vom FNN geforderten Abschaltkriterien können damit zusätzliche Funktionen, wie zum Beispiel ein df/dt-Trigger als Schaltkriterium oder auch eine gezielte Abschaltung steuerbarer Lasten bei unterschiedlichen Frequenzgrenzen implementiert werden.

Für die Leistungsmessung (5) stehen verschiedene Interface-Module zur Verfügung. Je nach vorhandener Leistungsmesseinrichtungen können Messwertumformer oder auch Smart Meter angeschlossen werden. Die Leistungsmessmodule werden an der seriellen Schnittstelle angeschlossen. Der Anschluss erfolgt entweder über ein RS232 oder RS485-Schnittstelle (z.B.: RS485/Modbus). Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die Schnittstelle entsprechend im Frequenzrelais (RS232 oder RS485) zu verschalten ist. Dadurch soll sowohl der Anschluss eines Messwertumformers als auch der eines Stromzählers mit S0-Schnittstelle an das Frequenzrelais möglich sein. Es werden verschiedene Möglichkeiten für den Anschluss von Batteriespeichern sowie Wechselrichtern an das Frequenzrelais untersucht. Heute gibt es noch keine einheitlichen Schnittstellen und Datenprotokolle für die Steuerung und Regelung von Batteriespeichern. Diesbezüglich werden die Algorithmen zur Steuerung der Batteriespeicher mit einem externen Controller realisiert, vgl. Abschnitt 3.3.1. Damit besteht die Möglichkeit auch andere Batteriespeicher an das Frequenzrelais anzuschließen. Der Anschluss des Batterie-Speichercontrollers an das Frequenzrelais kann über eine RS232 oder RS485-Schnittstelle (Modbus) erfolgen. Die aktuelle Netzfrequenz sowie alle Parametereinstellungen und Statusabfragen der Batterie bzw. des Wechselrichters können von der Leitstelle über die Schnittstellen des Frequenzrelais und WAN Interface vorgenommen werden. Abbildung 4.28 zeigt eine Skizze des entwickelten Prototypen.

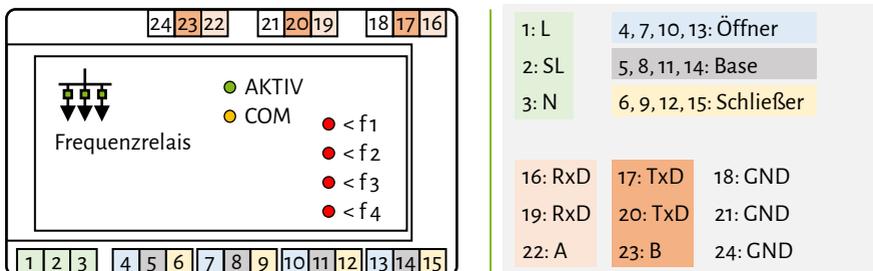


Abbildung 4.28: Skizze des Unterfrequenzrelais mit der Anschlussbelegung

Das entwickelte Frequenzrelais wird an die Niederspannung angeschlossen (L, SL, N). Dabei verfügt der Prototyp über insgesamt vier interne Relais, welche jeweils über einen Öffner, einer Base und einem Schließer bestehen. Für die Schnittstellen nach Abbildung 4.26 sind entsprechende An-

schlüsse vorhanden (RxD und TxD für RS232 sowie A und B für RS485). Das Relais ist in einem Hut-schienengehäuse verbaut und weist damit ähnliche bauliche Maße auf wie die in Abschnitt 2.4 be-schriebene Steuerbox. Zusätzlich sind mehrere LED vorhanden. Die roten LED leuchten auf, wenn eine parametrierte Unterfrequenz  $f_i$  unterschritten wurde und somit eine Schalthandlung durch-geführt wurde. Die grüne LED zeigt an, ob das Relais aktiv ist. Werden Daten über die Kommuni-kationsschnittstellen übertragen, leuchtet die gelbe LED auf.

Grundlage für die Entwicklung der Software für das Frequenzrelais sind der Anforderungskata-log und den Erfahrungen bei der Durchführung von Hardware-Tests. Für die Realisierung wird die Programmiersprache C verwendet. Neben der Umsetzung einer präzisen Frequenzmessung so-wie Auswertung und der Unterstützung unterschiedlicher Schnittstellen für die Parametrierung und Zustandsabfrage, werden darüber hinaus zusätzliche Funktionen in das Frequenzrelais inte-griert. Diese Funktionen ermöglichen weitere Anwendungen, wie beispielsweise die Auslösung bei Überfrequenz. Die entwickelte Software wird in mehreren Funktionsblöcken unterteilt, vgl. Ab-bildung 4.29. Um eine unterbrechungsfreie Frequenzmessung und ggf. eine Auslösung bei Unter-frequenz zu garantieren, laufen alle Softwaremodule Interrupt gesteuert im Hintergrund ab.

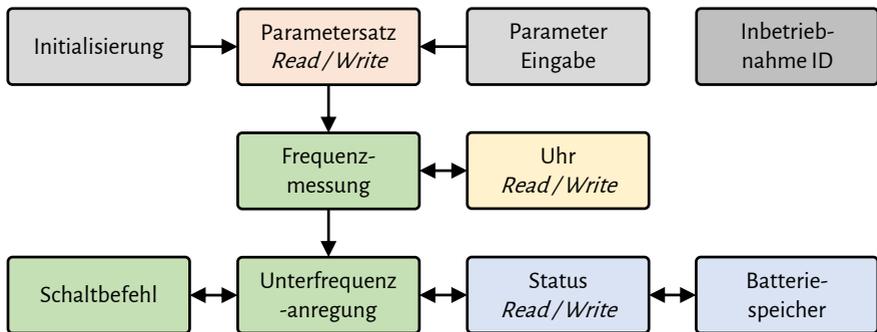


Abbildung 4.29: Blockschaltbild der Softwarestruktur des Relais zur Parametrierung und Unterfrequenzabschaltung

Vor Inbetriebnahme des Frequenzrelais sind eine eindeutige Zuordnung der Frequenzrelais zu dem Einbauort sowie grundlegende Parametereinstellungen vorzunehmen. Dazu gehören u.a. der Einbauort (ID), die Frequenz- und Leistungsgrenzen sowie die Einstellungen für einen ggf. angeschlossenen Batteriespeicher. Diese werden in einem internen Speicher abgelegt und nach einem Netzausfall wieder eingelesen. Nach Anschluss des Frequenzrelais an das Netz wird der programmierte bzw. letzte Parametersatz eingelesen und die Frequenzmessung automatisch gestartet. Die aktuellen Einstellungen können lokal oder von einer Leitstelle abgefragt werden. Während der Fre-

quenzmessung besteht die Möglichkeit einen neuen Parametersatz aus dem lokalen Speicher des Frequenzrelais oder einen weiteren über die WAN-Schnittstelle einzulesen. Erfolgt eine Unterfrequenzauslösung schaltet das entsprechende Relais und stellt die Abschaltfrequenz, abgeschaltete Leistung sowie eine Zeitstempel bereit. Die Parametrierung der Frequenzrelais kann lokal über eine serielle RS232 Schnittstelle oder über ein WAN-Modul von einer Leitstelle vorgenommen werden, vgl. Tabelle 4.6

### 4.3.3 Durchführung eines Funktionstests

Im vorherigen Abschnitt wird die Entwicklung eines neuartigen Unterfrequenzrelais beschrieben, welches im Folgenden durch einen Hardwareversuch einem Funktionstest unterzogen wird. Von besonderem Interesse ist hierbei das Reaktionsverhalten bei Erkennung einer parametrisierten Unterfrequenz. Die Hardwareaufbau ist in Abbildung 4.30 schematisch dargestellt.

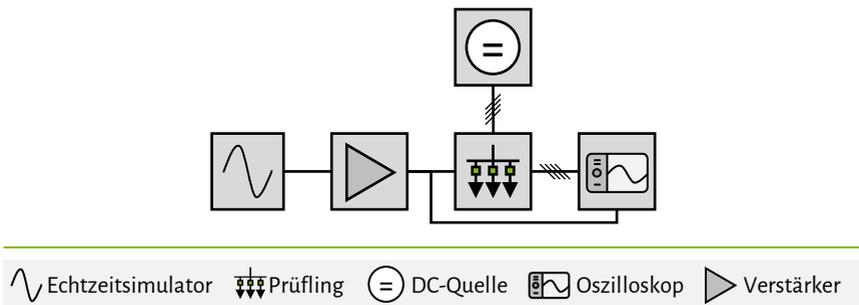


Abbildung 4.30: Blockschaltbild zur Softwarestruktur des Relais zur Parametrierung und Unterfrequenzabschaltung

Um das Frequenzrelais zu testen, wird zunächst ein periodisches Signal durch einen Echtzeitsimulator erzeugt, welches eine sinkende Frequenz aufweist. Hierzu wird ein Frequenzwert von  $f = 50 \text{ Hz}$  als Startpunkt gewählt und kontinuierlich um  $\frac{df}{dt} = -0,1 \text{ Hz/s}$  bzw.  $\frac{df}{dt} = -0,5 \text{ Hz/s}$  reduziert. Da das Unterfrequenzrelais für einen Anschluss an die Niederspannung ausgelegt ist, wird das erzeugte Signal durch einen Leistungsverstärker auf  $230 \text{ V}$  angehoben. Das Relais ist an den Ausgang des Leistungsverstärkers angeschlossen, um die entsprechende Frequenz des Signals zu messen. An die einzelnen Relaisein- und Ausgänge des Prototyps ist jeweils ein Anschluss einer Gleichspannungsquelle bzw. eines Oszilloskops angeschlossen. Dabei sind die Relais im Normalzustand geöffnet, sodass im Ausgangszustand keine Spannung an den Eingängen gemessen wird. Löst das Relais aus, so schließt der Kontakt, sodass die Gleichspannung der Quelle aufgezeichnet wird. Gleichzeitig ist das Oszilloskop an den Ausgängen des Leistungsverstärkers angeschlossen,

um eine Kontrollmessung durchzuführen und die Reaktion des Relais dem Frequenzmesswert gegenüberzustellen. Das Relais ist so parametrieren, dass die einzelnen Anschlüsse zu den Frequenzgrenzen  $f_1 = 49 \text{ Hz}$ ,  $f_2 = 48,8 \text{ Hz}$ ,  $f_3 = 48,6 \text{ Hz}$  sowie  $f_4 = 48,4 \text{ Hz}$  auslösen. Die Ergebnisse des Versuchs sind in Abbildung 4.31 dargestellt.

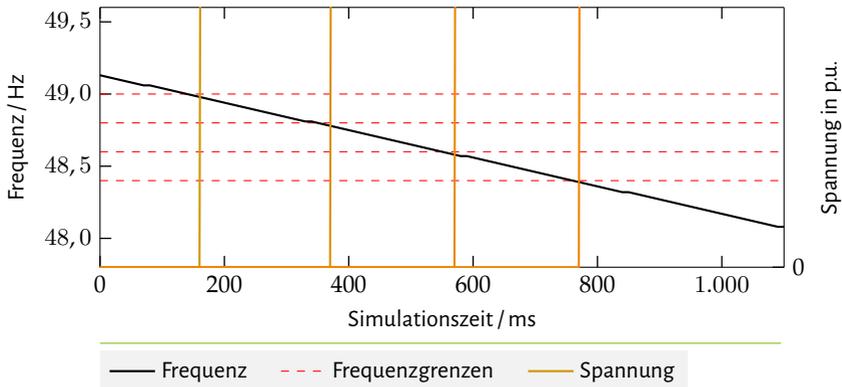


Abbildung 4.31: Ergebnisse der Versuchsdurchführung

Die Abbildung 4.31 zeigt die gemessenen Frequenzwerte (schwarz), welche am Ausgang des Leistungsverstärkers anliegt, sowie die Spannung (orange), welche vom Oszilloskop gemessen wird. Zudem sind die Frequenzgrenzen in dem Graphen eingezeichnet (rot gestrichelt). Die Ergebnisse zeigen eine schnelle Reaktion durch das Relais, da unmittelbar nach Unterschreitung der Frequenzgrenzen eine Spannung am Oszilloskop anliegt, was auf eine Schalthandlung schließen lässt. Für die Reaktionszeit wird eine maximale Schaltverzögerung von 45 ms gemessen. Unter Berücksichtigung der Frequenzmessung, welche aufgrund der Nulldurchgangserkennung rund 20 ms benötigt, ist die restliche Verzögerung von 25 ms durch die Berechnungsvorgänge des Relais sowie die Schalthandlung zu begründen. Bezogen auf die aktuellen Richtlinien sowie Anforderungen einer maximalen Reaktionsverzögerung von 150 ms sind damit erfüllt, vgl. Abschnitt 2.3.1.

#### 4.3.4 Durchführung eines Feldversuchs in einem realen Verteilnetz

Nachdem der Aufbau und die Funktionen des Prototyps des Unterfrequenzrelais in den vorangegangenen Abschnitten erläutert sowie getestet wird, soll in diesem Abschnitt die Durchführung eines Feldversuchs in einem realen Verteilnetz beschrieben werden. Der Feldversuch erstreckte sich über einen Zeitraum von fünf Monaten in dem Verteilnetz eines bayrischen Verteilnetzbetreibers mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien. Ein Hauptanliegen des Feldversuchs war die

Integration der erforschten Komponenten in das Leitsystem des Netzbetreibers sowie die Untersuchung der Zuverlässigkeit der Komponenten über einen längeren Zeitraum im Dauerbetrieb. Die Ergebnisse sollen Aufschluss darüber geben, inwieweit die entwickelten Prototypen in bereits bestehende Strukturen integriert werden können bzw. inwieweit Weiterentwicklungen notwendig sind. Abbildung 4.32 stellt die Kommunikationsstruktur im Feldversuch schematisch dar.

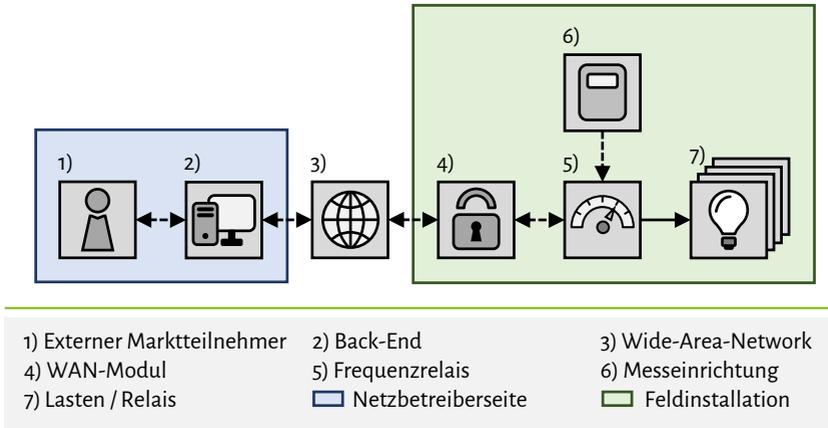


Abbildung 4.32: Schematische Darstellung der Kommunikationsstruktur im Feldversuch

Der Feldversuch kann in zwei grundlegende Bereiche unterteilt werden, Die Netzbetreiberseite und die eigentliche Feldinstallation mit den elektrischen Komponenten, welche in den folgenden Abschnitten näher erläutert werden.

### Netzbetreiberseite im Feldversuch

Auf Netzbetreiberseite soll ein externer Marktteilnehmer (1), in diesem Fall der Netzbetreiber, auf das Relais zugreifen können. Dabei sollen verschiedene Parametrierungen einzustellen sein, je nach Netzsituation oder Parametrierungsregel, vgl. Abschnitt 4.3.1. Zudem soll der Anwender in der Lage sein den aktuellen Status der Komponenten abzurufen sowie manuelle (Schalt)-Handlungen durchzuführen. Dies kann einerseits durch eine direkte Kommunikation mit der Weitergabe bzw. gezielten Abfrage von Parametern umgesetzt werden, oder es wird ein Tool genutzt, welches beispielsweise automatische Abfragen oder Parametrierungen vornimmt, siehe Abbildung 4.33.

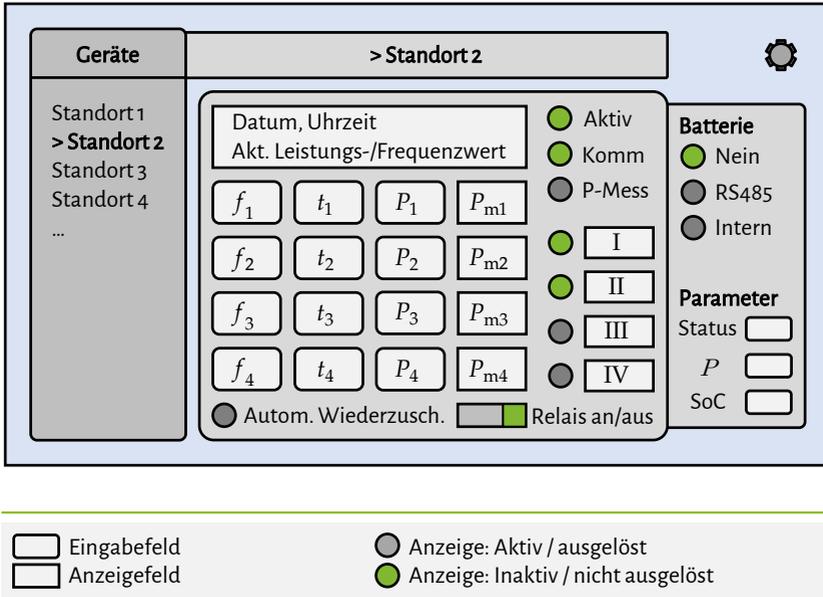


Abbildung 4.33: Skizze der grafischen Oberfläche des Back-End Systems

Eine Hauptaufgabe dieses Systems ist die Herstellung einer verschlüsselten Kommunikation zum Feld, sodass die WAN-Kommunikationsinfrastruktur den aktuellen BSI-Richtlinien genügt [145]. Um die Überwachung und Verwaltung der installierten Komponenten im Netz zu vereinfachen, wird ein entsprechendes Back-End System (2) entworfen und auf den Rechnern des Netzbetreibers installiert. Dieses Back-End ist als grafische Oberfläche realisiert, um schnelle und unkomplizierte Eingriffe zu ermöglichen. Dabei ist es möglich, verschiedene Standorte bzw. Geräte im Verteilnetz auszuwählen, um die entsprechenden Parametrierungen vorzunehmen. Neben dem aktuellen Datum und der Uhrzeit, welche vom Gerät zyklisch abgerufen werden, können zudem in einem Anzeigefenster die aktuelle gemessene Frequenz sowie Leistung ermittelt werden. Zudem wird angezeigt, ob das Gerät aktiv ist, ob eine Kommunikation sowie eine Leistungsmessung durchgeführt wird. In den Eingabefeldern können die Parametrierungen für die Unterfrequenzstufen  $f_i$ , die Abschaltverzögerungszeiten  $t_i$  sowie die Abschaltleistungen  $P_i$  manuell eingegeben werden, vgl. Tabelle 4.6. Sollte eine oder mehrere Frequenzstufen ausgelöst haben, so wird in dem entsprechenden Anzeigefeld die Leistung während des Abwurfs festgehalten. Zudem leuchtet die Anzeige neben den entsprechenden Frequenzgrenzen grün auf. Zudem befindet sich noch eine Anzeige für eine automatische Wiederzuschaltung sowie ein Schieberegler zur Aktivierung / Deaktivierung in der Oberfläche. Wie bereits beschrieben, können weitere Komponenten über eine Kommunikati-

onsschnittstelle an das Relais angeschlossen werden. So kann beispielsweise ein Speichercontroller, welcher in Kapitel 3 näher erläutert wird, an das Relais angeschlossen werden, um ein Speichersystem zu regeln. Ob ein entsprechender Controller an das Relais via RS485 angeschlossen ist oder nicht bzw. ob eine interne Regelung auf dem Relais implementiert ist, wird über die entsprechenden Anzeigen dargestellt. Zudem können entsprechende Parameter des Speichers, wie beispielsweise der Status, die aktuelle Leistung sowie der Ladezustand ebenfalls in der Oberfläche angezeigt werden. Darüber hinaus verfügt das Relais über weitere Parametereinstellungen sowie Abfragemöglichkeiten, welche in den vorangegangenen Abschnitten bereits beschrieben ist. Die entsprechenden *Read* bzw. *Write* Befehle können manuell über einen gesonderten Monitor, welcher mit der Oberfläche verknüpft ist, verschlüsselt an das Relais gesendet werden.

### **Feldinstallation im Feldversuch**

Der Netzbetreiber muss in der Lage sein, zentral Parametereinstellungen vorzunehmen sowie Statusmeldungen der im Netz installierten Frequenzrelais möglichst unverzüglich zu erhalten. Da das Frequenzrelais keine gesicherte Schnittstelle für die Kommunikation durch das WAN-Netzwerk zur Verfügung stellt, wurde ein Kommunikationsmakler entwickelt (4), welcher die Vertraulichkeit und Authentizität der ausgetauschten Daten sicherstellt. Durch die Abhängigkeit vom Einbauort und den vorhandenen Betriebsmitteln, als auch den Unternehmensstrategien der Netzbetreiber, ergeben sich unterschiedliche kommunikationstechnische Anbindungen an die Leitstelle. Diese betreffen sowohl die Kommunikationswege als auch Datenprotokolle. Verschiedene Kommunikationsstrukturen werden daher im Zusammenhang mit der Ansteuerung der dezentralen Frequenzrelais untersucht. Ein wesentlicher Aspekt ist in diesem Zusammenhang, dass die Datenübertragung verschlüsselt sein muss. Wie in dem Anforderungskatalog aufgeführt, werden bei der Auslegung der WAN-Kommunikation, aufgrund der noch nicht abgeschlossenen Smart Metering Systemstruktur, ein zusätzliches Kommunikationsmodul mit einer entsprechenden Datenverschlüsselung realisiert. Die Kommunikation zwischen den Frequenzrelais und dem Netzbetreiber erfolgt grundsätzlich über ein Transmission Control Protocol (TCP) / IP Protokoll. Dabei ist es egal, ob als Kommunikationsweg ein Ethernet, Lichtwellenleiter, Power Line Communication (PLC) oder Funk zur Verfügung steht. Als Sicherheitsprotokoll wird eine Verschlüsselung gemäß DLMS vorgesehen. Die Kommunikation zwischen dem WAN-Kommunikationsmodul und einer Leitstelle erfolgt dabei über eine Server-Client Lösung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Kommunikationsmakler keine feste IP-Adresse besitzen darf, da unterschiedliche Kommunikationsmedien bei den Netzbetreibern vorhanden sind (zum Beispiel Funklösungen GSM, Lichtwellenleiter, PLC). Eine Übersicht über die Kommunikationsinfrastruktur zwischen dem Back-End, dem Kommunikationsmodul und dem Frequenzrelais ist in Abbildung 4.34 dargestellt.

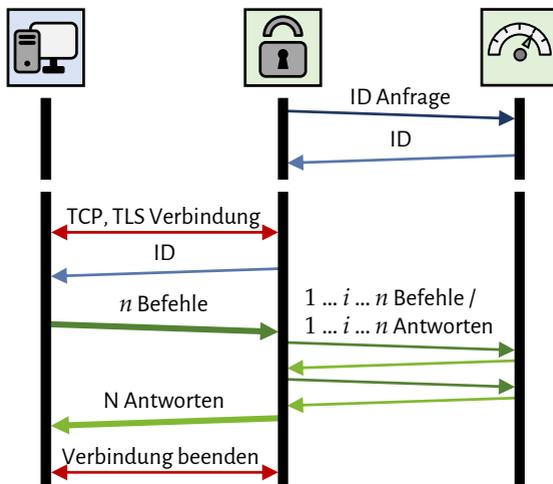


Abbildung 4.34: Kommunikationssequenz zwischen dem Back-End, dem Kommunikationsmodul und dem Unterfrequenzrelais

Das Frequenzrelais (5) ist über eine serielle Schnittstelle mit dem Kommunikationsmodul verbunden, um die entschlüsselten Daten zu empfangen und entsprechend zu verarbeiten. So können die empfangenen Abfragen beantwortet bzw. die Parametereingaben eingestellt werden. Zu Beginn, wenn das Kommunikationsmodul mit dem Frequenzrelais verbunden wird, fragt das Modul die eindeutige ID des jeweiligen Frequenzrelais ab. Werden ein oder mehrere Befehle  $n$  gebündelt vom Netzbetreiber gesendet, so werden diese vom Kommunikationsmodul getrennt an das Frequenzrelais weitergeleitet, um für jeden Befehl bzw. jede Anfrage eine Antwort zu erhalten. Diese Antworten werden wiederum gesammelt, verschlüsselt und gebündelt an das Back-End weitergeleitet. Nach diesem Prozess wird die Verbindung beendet.

Um die aktuellen Leistungsdaten (6) an dem Installationsort mit zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 4.1), wird eine Schnittstelle verwendet, um vorhandene Messdaten zu empfangen.

An das Relais können letztlich Lasten (7) angeschlossen werden, um einen Lastabwurf zu realisieren. Um aus der Ferne die Durchführung eines Lastabwurfs detektieren zu können, sendet das Frequenzrelais automatisch eine Nachricht an den Netzbetreiber, falls eine Stufe ausgelöst hat. Dabei werden die gemessene Frequenz und der entsprechende Leistungswert bei Auslösung in dem Telegramm mit verschickt, vgl. Abbildung 4.33.

### Auswertung des Feldversuchs

Für den Feldversuch wurden vier Frequenzgrenzen für den Prototypen eingestellt, vgl. Abschnitt 4.3.2:

- $f_1 = 49,92$  Hz
- $f_2 = 49,90$  Hz
- $f_3 = 49,88$  Hz
- $f_4 = 49,86$  Hz

Eine Fernparametrierung sowie Statusabfragen konnten ein umfassendes Monitoring ermöglichen. Im Falle eines Unterfrequenzereignisses, also wenn die gemessene Netzfrequenz unter die oben genannten Frequenzgrenzen fiel, wurde eine Pushbenachrichtigung an die Leitstelle gesendet. Folgende Auflistung stellt die Anzahl der festgestellten Frequenzunterschreitungen den Auslösungen des Relais gegenüber:

- $f_1$ : 99 Unterschreitungen, 75 Auslösungen
- $f_2$ : 27 Unterschreitungen, 23 Auslösungen
- $f_3$ : 3 Unterschreitungen, 3 Auslösungen
- $f_4$ : 1 Unterschreitungen, 1 Auslösungen

Insgesamt hat das Relais für  $f_1$  23 Mal seltener ausgelöst als Unterschreitungen durch die Frequenzmessung detektiert wurden. Die Differenz ergibt sich teilweise aus den Zeitpunkten der Unterschreitungen. Teilweise waren diese nur wenige Sekunden oder Minuten voneinander entfernt. Das Relais hatte zu diesen Zeitpunkten bereits ausgelöst, sodass eine weitere Auslösung nicht möglich war. Es sei zu erwähnen, dass das Relais mindestens einmal täglich zurückgesetzt wurde. In vier Fällen hat das Relais nicht ausgelöst, obwohl es zurückgesetzt war und die Frequenz  $f_1$  unterschritten wurde. Diese Unterschreitungen dauerten jedoch nur wenige Millisekunden an. Für  $f_2$  wurden ebenfalls vier Frequenzunterschreitungen verpasst, da das Relais zu diesen Zeitpunkten nicht zurückgesetzt war. Am 10.01.2019 kam es zu einem hohen Frequenzeinbruch im europäischen Energiesystem [162], vgl. Abschnitt 3.3.4. Zu diesem Zeitpunkt haben alle vier Steuerrelais ausgelöst.

Zusammenfassend konnte eine gute Integrierbarkeit des Relais in die Prozesse des Netzbetreibers nachgewiesen werden. Vorgegebene Parametrierungen wurden zuverlässig angenommen und Grenzwertunterschreitungen wurden weitestgehend zuverlässig detektiert. Ein Ausblick für künftige Weiterentwicklungen des Relais ist im nächsten Abschnitt gegeben.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Zur Erhaltung der Frequenzstabilität werden bei Störungen des Leistungsgleichgewichts verschiedene Maßnahmen ergriffen, um das Absinken der Netzfrequenz zu verhindern. Als erste aktive Maßnahme wird Primärregelleistung von konventionellen Kraftwerken zur Verfügung gestellt. Reicht die bereitgestellte Leistung nicht aus, um kritische Frequenzen zu vermeiden, werden im Rahmen eines frequenzabhängigen Lastabwurfs automatische Schalthandlungen in Umspannwerken, zwischen der Hoch- und Mittelspannungsebene, durchgeführt. Aufgrund der Abschaltung konventioneller Kraftwerke und des anhaltenden Ausbaus der dezentralen Erzeugung in Verteilnetzen, sind die Weiterentwicklung der Primärregelleistungsbereitstellung und des Lastabwurfs Untersuchungsgegenstände dieser Arbeit. Es wurde untersucht, inwieweit dezentrale Energieanlagen, insbesondere Batteriespeichersysteme, durch ein selbst entwickeltes externes Modul geregelt werden können, um einen Beitrag zur Frequenzstabilisierung zu leisten. Zudem wurde eine Verlagerung des Lastabwurfs in die Verteilnetzebene umfassend analysiert und eine Optimierung für den Abwurfprozess entwickelt. Ein wesentlicher Fokus der Untersuchungen ist dabei die Nutzung vorhandener Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen, wie bspw. Smart Metering Systeme oder eine Steuerbox [148]. In dynamischen Simulationsrechnungen wird für verschiedene Zukunftsszenarien untersucht, inwieweit die vorgeschlagenen Konzepte die Netzfrequenz in kritischen Situationen effektiv stützen können. Zudem wurden Prototypen eines Speichercontrollers und eines selektiven Unterfrequenzrelais entwickelt, welche in Laborversuchen und im Rahmen eines mehrmonatigen Feldversuchs in einem deutschen Verteilnetz getestet wurden.

### Bereitstellung von Regelleistung durch Speicher

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die historische Entwicklung von Anforderungen und Richtlinien an die Primärregelleistungsbereitstellung beschrieben. Daran anknüpfend wurden verschiedene Regelmethodiken von dezentralen Anlagen vorgestellt, um sowohl im Normalbetrieb als auch in Microgrids die Frequenz stützen zu können. Hierbei wurden zwei maßgebliche Reglertypen untersucht; eine einfache Proportionalregelung und eine Kombination aus Proportional-, Integral- und Differentialregelung (hybride Regelung). Im Fokus steht dabei die Implementierung dieser Regelmethodiken auf einem externen Modul. Dieses Modul kommuniziert über definierte Schnittstellen, wie bspw. Modbus-RTU, mit dem Wechselrichter einer dezentralen Anlage, um Statusabfragen zu empfangen und Sollwerte vorzugeben. Die Auslagerung der Regelung hat den Vorteil, dass Anlagenhersteller keine Regelungsalgorithmen oder Parametrierungen auf dem Wechselrichter implementieren müssen. Ein weiterer Vorteil ist zudem, dass die Regelalgorithmen sowie die WAN-Kommunikationsschnittstelle durch dieses Modul zur Verfügung gestellt werden und

dieses somit als Gateway fungiert. Insbesondere bei einer Pooling mehrerer Anlagen zur Bereitstellung von Regelleistung ist ein einheitlicher Parametrierungsstandard, ohne die Berücksichtigung einer Vielzahl proprietärer Protokolle, sinnvoll. Bereits heute verfügen eine Vielzahl handelsüblicher Wechselrichter über eine Modbus-Schnittstelle, sodass diese theoretisch über ein externes Modul gesteuert werden können.

Um den Einfluss der beschriebenen Regelmethodiken auf die Netzfrequenz zu untersuchen, wurde ein vereinfachtes **dynamisches Frequenzmodell** verwendet. Die Parametrierung des Referenzszenarios orientiert sich größtenteils an den Empfehlungen gemäß [39]. Darüber hinaus wurden weitere Szenarien definiert, welche mögliche zukünftige Ausrichtungen der Versorgungsstruktur berücksichtigen. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass eine Regelleistungsbereitstellung durch dezentrale Anlagen, nach dem Eintritt eines Leistungsungleichgewichts, einen positiven Einfluss auf die Netzdynamik ausüben und in zukünftigen Szenarien eine tragende Rolle einnehmen müssen. Durch die hohe Reaktionsgeschwindigkeit können große Frequenzeinbrüche sowie Oszillationen der Netzfrequenz stark reduziert werden. In zukünftigen Netzen, mit einer geringen Trägheit, bietet dieses Konzept nennenswerte Vorteile. Eine hybride Regelung kann die stabilisierenden Effekte noch weiter verbessern, da schneller auf Frequenzänderungen reagiert wird und der Integralanteil für eine Ausregelung der Frequenz sorgt. Insbesondere für Microgrids bietet diese Regelart nennenswerte Vorteile. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass hohe Anforderungen an die Parametrierung dieser Regelung gestellt werden müssen.

Im Rahmen der Untersuchungen wurde der **Prototyp eines Moduls** entwickelt, welcher eine herstellerunabhängige Anlagensteuerung erlaubt. Dieser Speichercontroller ist in den Regelalgorithmen frei anpassbar und kann mit mehreren Geräten gekoppelt werden. Soll demnach eine Anlage, welche über keine interne Regellogiken verfügt, Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen, kann diese durch den entwickelten Controller erweitert werden und somit netzdienliche Aufgaben erfüllen. Dieser Speichercontroller wurde an ein reales Batteriespeichersystem über eine Modbus-Schnittstelle kommunikationstechnisch angebunden. Dabei werden hochaufgelöste Frequenzmesswerte von dem Speichercontroller empfangen, ausgewertet und Stellwerte werden auf Basis einer programmierten Frequenzregelung an das Speichersystem gesendet. In Laborversuchen wurde der Controller und das Speichersystem in Hardware-in-the-Loop Simulationen getestet. Hierbei wurde ein Echtzeitsystem genutzt, auf dem das dynamische Frequenzmodell implementiert wurde. Die Auswertungen der Versuchsdurchführungen zeigen, dass durch die externe Steuerung eine effektive Regelung umgesetzt werden kann, um die Frequenz nach einem Abfall zu stabilisieren. Aufgrund interner Prozesse des Wechselrichters konnten stellenweise Zeitverzögerungen gegenüber dem Sollwert festgestellt werden, sodass kritische Netzfrequenzen vermieden werden konnten. Der Einfluss auf die Netzfrequenz durch den Einsatz des Speicher zeigt je-

---

doch nennenswerte Verbesserungen. In einem Feldversuch wurde der Speichercontroller mit einem Speichersystem in einem Verteilnetz installiert und kommunikationstechnisch an die Leitstelle des Netzbetreibers angebunden. Dadurch war der Netzbetreiber in der Lage die Regelparameter aus der Ferne zu parametrieren. Auf Frequenzeinbrüche während des Feldversuchs wurde weitestgehend nachvollziehbar reagiert. Anhand eines Beispiels konnte zudem eine präzise Reaktion des Speichersystems auf einen Frequenzeinbruch im Verbundnetz festgestellt werden.

### **Selektiver Lastabwurf im Verteilnetz**

Die Entwicklung von Anforderungen und Richtlinien bezüglich des automatischen frequenzabhängigen Lastabwurfs zeigen, dass sich das Lastabwurfkonzept in einem Wandel befindet. Maßnahmen, wie die Einführung einer Wirkleistungsrichtungserkennung und die Neuberechnung der Referenznetzlast, sollen den Herausforderungen der dezentralen Versorgungsstruktur entgegen. Dennoch ein weiteres Potenzial, um die Effektivität des Lastabwurfprozesses zu steigern. In dieser Arbeit wurde ein selektives Lastabwurfkonzept beschrieben, welches einen Abwurf von Netzbereichen innerhalb des Verteilnetzes vorsieht. Sowohl für den Abwurf auf Ortsnetzstationsebene als auch auf Verbraucherebene bieten sich, gegenüber dem konventionellen Konzept, nennenswerte Optimierungspotenziale insbesondere für Netze mit einer hohen Durchdringung dezentraler Erzeugungsanlagen. Neben der Vermeidung des Abwurfs dieser Anlagen bietet dieses Konzept bspw. die Möglichkeit kritische Lasten auch in frequenzkritischen Situationen weiter betreiben zu können. Eine Berücksichtigung der aktuellen Netzsituation durch eine zyklische Parametrierung erlaubt zudem einen zielgerichteten Lastabwurf.

Für die Durchführung eines selektiven Lastabwurfs wurde ein **Optimierungsalgorithmus** definiert, welcher vom zuständigen Netzbetreiber angewandt werden kann. Dieser Algorithmus führt automatisch, auf Basis eines Simplex-Algorithmus, eine optimale Parametrierung der im Verteilnetz installierten Unterfrequenzrelais durch. Dabei wird gezielt entschieden, ob beispielsweise ein ganzer Netzbereich oder einzelne Verbraucher vom Netz getrennt werden sollen. Der Anwender ist zudem in der Lage, durch die Vorgabe von Variablen, den Algorithmus zu parametrieren und an sein Netz anzupassen. In einem Simulationsmodell wurde der entwickelte Algorithmus anhand eines Beispielnetzes durch statische Netzberechnungen getestet. Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Optimierung ein verteilter und diskriminierungsfreier Lastabwurf mit der Erfüllung von aktuellen und künftigen Vorgaben möglich ist. Dabei wird die Erzeugung dezentraler Einspeiseanlagen automatisch berücksichtigt, sodass Netzbereiche mit einer hohen Rückspeisung nicht vom Lastabwurf betroffen sind. Priorisierungen von Verbrauchern oder Netzabschnitten ermöglichen zudem die Berücksichtigung von kritischen Lasten.

Darüber hinaus wurde der Einfluss eines selektiven Lastabwurfkonzepts auf die Netzfrequenz anhand eines vereinfachten **dynamischen Frequenzmodells**, welches sich an den Auslegungen nach [39] orientiert, untersucht. Das Lastabwurfkonzept in diesem Modell basiert teilweise auf Verteilungsfunktionen, welche sowohl die Volatilität der Lasten und Erzeuger als auch Frequenzmessungengenauigkeiten abbilden. Die Auswertungen haben ergeben, dass die Messgenauigkeit und die Anzahl der Lastabwurfstufen einen deutlichen Einfluss auf die Netzdynamik ausüben können. Hervorzuheben ist, dass der selektive Lastabwurf gegenüber dem konventionellen Konzept zu einer Verringerung der ausgelösten Lastabwurfstufen führt, da in Summe eine erhöhte Residuallast je Stufe abgeworfen wird. Dies führt zu einer effektiveren Frequenzentlastung bei gleichzeitiger Weiterversorgung von Netzkunden. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass die abgeworfene Last je Stufe, beispielsweise durch eine zyklische Neuparametrierung der Relais, möglichst genau abgeschätzt werden sollte. Andernfalls kann der Lastabwurf an Wirkung verlieren oder gar kurzzeitig, durch Überschwingvorgänge nach Lastabschaltungen, Überfrequenzen hervorrufen.

Im Rahmen eines Projekts wurde der **Prototyp eines neuartigen Unterfrequenzrelais** entwickelt, welches sich maßgeblich an der Bauweise einer Steuerbox nach [148] orientiert. Dieses Relais kann durch die kompakte Bauweise in Ortsnetzstationen oder beim Endkunden installiert werden. Neben einer Fernparametrierung ist das Relais in der Lage auf Basis von Frequenz- und Leistungsmessungen Schalthandlungen durchzuführen. Eine hohe Messgenauigkeit und schnelles Reaktionsvermögen wurden in Laborversuchen nachgewiesen. In einem Feldversuch wurde dieses Unterfrequenzrelais in einem Verteilnetz installiert und über ein WAN-Modul kommunikationstechnisch mit der Leitstelle des Netzbetreibers angebunden. Dabei wurde eine verschlüsselte Kommunikation hergestellt, welche die aktuellen Anforderungen des BSI erfüllt. Sowohl Fernparametrierungen als auch Schalthandlungen konnten dabei mit wenigen Ausnahmen korrekt nachgewiesen werden.

### 5.1 Ausblick

In dieser Arbeit wurden ausschließlich Frequenzphänomene und dezentrale Maßnahmen zur Frequenzhaltung untersucht. Eine Erweiterung der vorgestellten Konzepte sowie Algorithmen um **Spannungshaltungsmaßnahmen** kann Gegenstand weiterer Untersuchungen sein. Beispielsweise können Blindleistungsregelungsmethoden auf dem Speichercontroller implementiert werden. Zudem kann das Frequenzrelais ebenfalls um Spannungsgrenzen erweitert werden, sodass Netzbereiche oder Lasten abhängig von der Netzspannung abgeworfen werden.

Es wurde ein Algorithmus vorgestellt, welcher eine automatisierte Parametrierung der Unterfrequenzrelais unter der Berücksichtigung der aktuellen Netzsituation vorsieht. Der Algorithmus wur-

de anhand eines vereinfachten Netzmodells getestet. Die Implementierung des Ansatzes in **größere und komplexere Simulationsmodelle** ist ein notwendiger Schritt, um weitere Funktionen zu definieren und somit den Algorithmus zu erweitern. Zudem sollte untersucht werden, inwieweit der Algorithmus zur praktischen Erprobung in die **Leitstelle eines Netzbetreibers** integriert werden kann.

Für die beschriebenen Konzepte sollte für jedes Verteilnetz eine eigene Analyse durchzuführen, welches den **technischen und wirtschaftlichen Aufwand** fokussiert. Hierzu können Algorithmen entwickelt werden, welche automatisch eine Klassifizierung sowie Aufwandsschätzung durchführen. Dabei spielt insbesondere die Durchdringung an dezentralen Erzeugungsanlagen in den jeweiligen Verteilnetzen eine besondere Rolle.

Der selektive Lastabwurf bietet die Möglichkeit Teile eines Verteilnetzes vom restlichen Netz zu trennen, sodass kritische Lasten weiterhin mit Strom versorgt werden können. In künftigen Arbeiten kann ein Vorgehen entwickelt werden, in dem der selektive Lastabwurf mit einem **Netzwiederaufbau** auf Verteilnetzebene miteinander vereint wird. Somit können Konzepte entwickelt werden, in dem Verteilnetze, mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung, sich auch im Falle eines flächendeckenden Blackouts innerhalb kürzester Zeit autark mit Energie versorgen können. Dazu ist es notwendig Verteilnetze vorab zu klassifizieren und einen Ablauf der Schaltmaßnahmen zu definieren.

Für die Erprobung der vorgestellten Konzepte wurden dynamische Simulationsrechnungen anhand eines vereinfachten Frequenzmodells durchgeführt. Für dieses Modell wurden eine Reihe Annahmen getroffen. Die Integration der Konzepte in **komplexere Netzmodelle** kann weitere Einflüsse der Konzepte auf die Frequenzdynamik aufdecken. Beispiele sind die Berücksichtigung von *inter-area oscillations*, die Modellierung unterschiedlicher Erzeugungsanlagen und die Definition von möglichst realitätsnahen Szenarien.

In dieser Arbeit wurden Prototypen eines Speichercontrollers und Unterfrequenzrelais entwickelt. Diese Module sind aufeinander abgestimmt, sodass sie kommunikationstechnisch miteinander verbunden werden können. Dieser modulare Aufbau wurde gewählt, um eine Erweiterung des Systems durch weitere Module zu ermöglichen. In zukünftigen Arbeiten können die Funktionen in einem Modul zusammengefasst und entsprechend getestet werden. Dieser Schritt ermöglicht den Einbau eines platzsparenden **Multi-Funktions-Moduls**, welches für verschiedene Frequenzhaltungsmaßnahmen zuständig ist.

In dieser Arbeit wurde die **Erweiterung der Smart Metering Systemarchitektur** vorgeschlagen. Diese Erweiterung kann den Funktionsumfang von der Smart Metering Infrastruktur deutlich erweitern. Die Definition und Umsetzung dieser Funktionen kann Gegenstand weiterer Forschungs-

arbeiten sein. Dabei sollte die Entwicklung eines Interfaces im Fokus stehen, welches verschiedene Anwendungen miteinander koppelt und somit mehrere Use Cases abgedeckt werden können.

In Hardwareversuchen wurde die Steuerung eines Energiespeichersystems mit einer Nennleistung von 6 kW durch einen Speichercontroller über einer Modbus-Schnittstelle untersucht. Weiterführende Untersuchungen sollten die Steuerung **anderer Speicher- sowie Anlagentypen** fokussieren, um ein einheitliches Gateway für verschiedene Anlagentypen zu entwickeln. Darüber hinaus kann der Einsatz verschiedener Kommunikationsschnittstellen, wie Modbus-TCP oder andere proprietäre Protokolle, untersucht und gegenübergestellt werden.

## Literaturverzeichnis

- [1] Europäischer Rat, "Ratsschlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 23./24. Oktober 2014," Brüssel (Belgien), Oktober 2014.
- [2] "Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG), 2014," August 2014.
- [3] E. Handschin, "Elektrische Energieübertragungssysteme," *Dr. Alfred Hüthig Verlag Heidelberg*, vol. 2, Heidelberg (Deutschland), 1987.
- [4] V. Quaschnig, "Regenerative Energiesysteme," *Carl Hanser Verlag*, München (Deutschland), 2013.
- [5] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, "Energiewende im Überblick," 2019.
- [6] P. Kundur, "Power system stability and control," *McGraw-Hill*, Nr. ISBN 0-07-035958-X, New York (USA), 1994.
- [7] D. Oeding und B. R. Oswald, "Elektrische Kraftwerke und Netze," vol. 8, März 2016.
- [8] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW (Hrsg.), "TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber," *VDN Verlag*, vol. 1.1, Berlin (Deutschland), August 2007.
- [9] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (Hrsg.), "Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung - Leitfaden für Anbieter von Primärregelleistung," April 2014.
- [10] —, "Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung," August 2015.
- [11] A. Engler, "Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen," *dissertation.de*, Nr. ISBN 3898254399, Dissertation. Kassel (Deutschland), Mai 2002.
- [12] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) (Hrsg.), "VDE-AR-N 4105-2017-07 (Entwurf)," *VDE Verlag*, Februar 2017.
- [13] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) (Hrsg.), "VDE-AR-N 4110 - Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb," *VDE Verlag*, November 2018.
- [14] P.J. Squire, "Operation at low frequency in great britain," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, vol. 73, Nr. 2, S. 1647–1668, Januar 1954.
- [15] J. O. Swanson und J. P. Jolliffe, "Load Shedding Program in the Pacific Northwest," *Transac-*

- tions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, vol. 73, Nr. 2, S. 1655–1668, Januar 1954.
- [16] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE), “VDE-AR-N 4142 - Automatische Letztmaßnahmen,” *VDE Verlag*, Frankfurt am Main (Deutschland), September 2019.
- [17] Deutsche Energie-Agentur (dena) (Hrsg.), “Schnittstelle und Standard für die Digitalisierung der Energiewende - Übersicht, Status Quo und Handlungsbedarf,” gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, Januar 2018.
- [18] W. Zander, U. Rosen, A. Nolde, S. Patzack, S. Seier, M. Hübschmann, M. T. Piske, und S. Lemkens, “Gutachten Digitalisierung der Energiewende - Topthema 2 - Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung,” erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Aachen (Deutschland), 2018.
- [19] A. Worgull, “Dezentrale und selektive Lastabwurfkonzepte unter Verwendung von Smart Metering-Technologien,” *sierke Verlag*, vol. 1, Dissertation am Institut ie3 der TU Dortmund. Dortmund (Deutschland), November 2015.
- [20] K. Heuck, K.-D. Dettmann, und D. Schulz, “Elektrische Energieversorgung. Erzeugung Übertragung und verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis,” *Springer Verlag*, vol. 9, Hamburg (Deutschland), Juli 2013.
- [21] R. Zahoransky, “Energietechnik - Systeme zur Energieumwandlung,” *Springer Verlag*, vol. 7, Offenburg (Deutschland), November 2014.
- [22] V. Crastan, “Elektrische Energieversorgung 1 Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik,” *Springer Verlag*, vol. 4, Nr. ISBN 978-3-662-45985-0, Heidelberg (Deutschland), 2015.
- [23] S. Xue, B. Kasztenny, I. Voloh, und D. Oyenuga, “Power System Frequency Measurement for Frequency Relaying,” *Western Protective Relay Conference*, Spokane (USA), Oktober 2007.
- [24] U. Harten, “Physik - Eine Einführung für Ingenieure und Naturwissenschaftler,” *Springer Verlag*, vol. 7, Mannheim (Deutschland), 2017.
- [25] R. Parthier, “Messtechnik: Grundlagen und Anwendungen der elektrischen Messtechnik,” *Springer Verlag*, 2014.
- [26] R. Lerch, “Elektrische Messtechnik - Analoge, digitale und computergestützte Verfahren,” *Springer Verlag*, vol. 7, Erlangen (Deutschland), 2016.
- [27] W. Bartak, “Elektrische Meßgeräte und ihre Anwendung in der Praxis,” *Richard Pflaum Verlag*, München (Deutschland), 1973.

- [28] H. Tränkler und G. Fischerauer, "Das Ingenieurwissen - Messtechnik," *Springer Verlag*, München, 2014.
- [29] A. Carcelen-Flores, J. A. Fuentes, A. Molina-Garcia, E. Gomez-Lazaro, und A. Viguera-Rodriguez, "comparison of instantaneous frequency estimation algorithms under power system disturbances," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, S. 1–8, San Diego (USA), Juli 2012.
- [30] R. Best, "Theorie und Anwendungen des Phase-locked Loops," *AT Verlag*, 1987.
- [31] L. v. Wangenheim, "Analoge Signalverarbeitung - Systemtheorie, Elektronik, Filter, Oszillatoren, Simulationstechnik," *Vieweg + Teubner Verlag*, vol. 1, Bremen (Deutschland), Februar 2010.
- [32] I. T. Sezi, "Fast and accurate measurement of power system frequency," *IEEE PES General Meeting 2010*, S. 1–7, Providence (Island), Juli 2010.
- [33] C. Ghafari, "Innovative numerical protection relay design on the basis of sampled measured values for smartgrids," Dissertation an der Universität Grenoble Alpes. Grenoble (Frankreich), Dezember 2016.
- [34] P. Nanda, C. Panigrahi, und A. Dasgupta, "Phasor Estimation and Modelling Techniques of PMU- A Review," *International Conference on Recent Advancement in Air Conditioning and Refrigeration (RAAR)*, vol. 109, S. 64 – 77, Bhubaneswar (Indien), November 2017.
- [35] K. Görner, "Analyse und Anwendung der zeitsynchronisierten Zeigermessung," *sierke Verlag*, Dissertation am Institut ie3 der TU Dortmund. Dortmund (Deutschland), April 2016.
- [36] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) (Hrsg.), "IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems," S. 1–61, IEEE Std C37.118.1-2011. New York (USA), Dezember 2011.
- [37] H. Stöcker, "Taschenbuch der Physik," *Verlag Europa-Lehrmittel Nourney, Vollmer*, Frankfurt am Main (Deutschland), 2014.
- [38] V. Crastan und D. Westermann, "Elektrische Energieversorgung. 3: Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ," *Springer Verlag*, vol. 3, Nr. ISBN 978-3-662-49021-1, Heidelberg (Deutschland), 2018.
- [39] Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) (Hrsg.), "Operation Handbook - Policy 1: Load-Frequency Control and Performance," Maerz 2009.
- [40] E. Welfonder, B. Hall, W. Glausinger, und R. Heueck, "Analysis of frequency- and voltage-dependent power consumption of consumer subgrids - results and conclusions for integra-

- ted network operation," *Elektrizitätswirtschaft*, 1994.
- [41] Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (ifk), "Netzodynamikverhalten und die Rolle des Netzselbstregeleffekts," *Workshop zur dezentralen Netzstützung*, Stuttgart (Deutschland), Oktober 2009.
- [42] Deutsche Energie-Agentur (dena) (Hrsg.), "Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem - Handlungsbedarfsanalyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen," Berlin (Deutschland), Juli 2016.
- [43] J. Specovius, "Grundkurs Leistungselektronik: Bauelemente, Schaltungen und Systeme," *Springer Verlag*, vol. 9, 2018.
- [44] J. Hanson und P. Sandeberg, "Selbstgeführte Umrichter im elektrischen Versorgungsnetz," *ETG Kongress 2005*, Dresden (Mannheim), September 2005.
- [45] M. Boxleitner und G. Brauner, "Virtuelle Schwungmasse," *6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, Wien (Österreich), Februar 2009.
- [46] 50hertz, amprion, Tennet und TRANSET BW (Hrsg.), "Markt für Regelreserve in Deutschland," *Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung*. [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net> Maerz 2020.
- [47] Q. Shi, H. Cui, F. Li, Y. Liu, W. Ju, and Y. Sun, "A hybrid dynamic demand control strategy for power system frequency regulation," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 3, Nr. 2, S. 176–185, Juni 2017.
- [48] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (Hrsg.), "Regelreservebereitstellung während der Corona Krise." [Online]. Available: [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) Maerz 2020.
- [49] 50hertz, amprion, Tennet und TRANSET BW (Hrsg.), "Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb," April 2014.
- [50] Institut für Hochspannungstechnik (RWTH Aachen) (Hrsg.), "Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023," eine Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur. Aachen (Deutschland), Juni 2015.
- [51] I. Vokony, "Effect of inertia deficit on power system stability - synthetic inertia concepts analysis," *2017 6th International Youth Conference on Energy (IYCE)*, S. 1–6, Budapest (Ungarn), Juni 2017.
- [52] Deutsche Verbundgesellschaft E.V. (DVG), "Leistungsregelung im Verbundnetz - Heutiges Verhalten der Wirkleistungsregelung und zukünftige Anforderungen," Heidelberg (Deutschland), 1980.

- [53] —, “Anforderungen an die Primärregelung im UCPT-Verbundbetrieb,” 1998.
- [54] —, “Der GridCode - Kooperationsregeln für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber,” Heidelberg (Deutschland), Juli 1998.
- [55] Union for the Coordination of the Production and Transport of Electric Power (UCPTE), “Ground Rules concerning primary and secondary control of frequency and active power within the UCPT,” 1998.
- [56] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW (Hrsg.), “TransmissionCode 2003 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,” VDN Verlag, Berlin (Deutschland), August 2003.
- [57] Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), “Load-Frequency Control and Performance - Appendix 1,” vol. 1.9, Juni 2004.
- [58] Bundesministerium (Hrsg.), “Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG),” Juni 2005.
- [59] —, “Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV),” Juli 2005.
- [60] Bundesnetzagentur (BNetzA) (Hrsg.), “Beschlusskammer 6 BK6-06-065: Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt von Primärregelung,” 2007.
- [61] Bundesnetzagentur (Hrsg.), “Beschlusskammer 6 BK6-10-097: Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Primärregelleistung,” Bonn. Maerz 2011.
- [62] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) (Hrsg.), “VDE-AR-N 4141-1 Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von Netzbetreibern,” *Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE)*, Oktober 2017.
- [63] Reichsregierung (Hrsg.), “Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz),” Fassung von 1978. Dezember 1935.
- [64] K. Korotkiewicz, P. Steinbusch, M. Ludwig, F. Dorsemagen, M. Stötzel, M. Zdrallek, T. Braje, und W. Friedrich, “Medium and low voltage control strategies for a smart distribution grid,” *2016 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, Nr. ISBN:978-1-5090-0908-4, Prag (Tschechische Republik), Mai 2016.
- [65] P. Steinbusch, M. Modemann, R. Uhlig, M. Stötzel, M. Zdrallek, W. Friedrich, und U. Schluter, “Adaptive Integration of Photovoltaic Inverters in a Smart Grid System,” *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC)*, Waikoloa Village (USA), Juni 2018.

- [66] P. Steinbusch, M. Modemann, J. Meese, R. Uhlig, M. Stötzel, M. Zdrallek, T. Kumm, W. Friedrich, und U. Schlüter, "Interaction of MV- and LV-automation systems for a smart distribution grid," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, Nr. 1, S. 1253–1256, Oktober 2017.
- [67] M. R. Rapizza und S. M. Canevese, "Fast frequency regulation and synthetic inertia in a power system with high penetration of renewable energy sources: Optimal design of the required quantities," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 24, S. 100407, 2020.
- [68] Y. Cheng, R. Azizipahan-Abarghoee, S. Azizi, L. Ding, und V. Terzija, "Smart frequency control in low inertia energy systems based on frequency response techniques: A review," *Applied Energy*, vol. 279, S. 115798, 2020.
- [69] A. Fernández-Guillamón, E. Gómez-Lázaro, E. Muljadi, und Ángel Molina-García, "Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 115, S. 109369, 2019.
- [70] C. Strunck, M. Albrecht, und C. Rehtanz, "Provision of Ancillary Services by different Decentralized Energy Resources," *2019 IEEE Milan PowerTech*, S. 1–6, Mailand (Italien), Juni 2019.
- [71] Y. Bian, H. Wang, H. Wyman-Pain, M. Xu, und F. Li, "Availability of CHPs to provide primary frequency response in the great Britain power system," *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, S. 1–6, Beijing (China), November 2017.
- [72] Y. Bian, H. Wang, H. Wyman-Pain, C. Gu, und F. Li, "Frequency Response in the GB Power System from Responsive CHPs," *8th International Conference on Applied Energy*, vol. 105, S. 2302 – 2309, Beijing (China), Oktober 2017.
- [73] Z. Wang und W. Wu, "Coordinated Control Method for DFIG-Based Wind Farm to Provide Primary Frequency Regulation Service," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, Nr. 3, S. 2644–2659, Mai 2018.
- [74] H. Zimmer, "Regeldynamik konventioneller Kraftwerke im Kontext veränderter Erzeugungsstrukturen," Dissertation an der Technischen Universität Darmstadt. Darmstadt (Deutschland), Juli 2017.
- [75] F. S. Rahman, T. Kerdphol, M. Watanabe, und Y. Mitani, "Optimization of virtual inertia considering system frequency protection scheme," *Electric Power Systems Research*, vol. 170, S. 294 – 302, 2019.
- [76] P. Saxena, N. Singh, und A. K. Pandey, "Enhancing the dynamic performance of microgrid using derivative controlled solar and energy storage based virtual inertia system," *Journal of Energy Storage*, vol. 31, S. 101613, 2020.
- [77] A. Oudalov, D. Chartouni, und C. Ohler, "Optimizing a Battery Energy Storage System for Pri-

- mary Frequency Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, Nr. 3, S. 1259–1266, August 2007.
- [78] F. Bignucolo, R. Caldon, M. Pettina, und F. Pasut, "Renewables contributing to Primary Control Reserve: The role of Battery Energy Storage Systems," *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / ICPS Europe)*, S. 1–6, Juni 2017.
- [79] M. Sanduleac, L. Toma, M. Eremia, V. A. Boicea, D. Sidea, und A. Mandis, "Primary Frequency Control in a Power System with Battery Energy Storage Systems," *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe*, S. 1–5, Juni 2018.
- [80] VDE, "Energiespeicher für die Energiewende- Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050," 2012.
- [81] H.-P. Beck, B. Engel, L. Hofmann, R. Menges, T. Turek, und H. Weyer, "Studie Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit," *Energie-Forschungszentrum Niedersachsen*, goslar. Goslar (Deutschland), Maerz 2013.
- [82] ef.Ruhr GmbH, FENES (OTH Regensburg), IAEW (RWTH Aachen), isea (RWTH Aachen), "Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz," *Agora Energiewende*, Berlin (Deutschland), September 2014.
- [83] Y. Tan, K. M. Muttaqi, P. Ciufo, L. Meegahapola, X. Guo, B. Chen, und H. Chen, "Enhanced frequency regulation using multilevel energy storage in remote area power supply systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, Nr. 1, S. 163–170, Jan 2019.
- [84] M. Benini, S. Canevese, D. Cirio, und A. Gatti, "Battery Energy Storage Systems For The Provision Of Primary And Secondary Frequency Regulation In Italy," *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, S. 1–6, Juni 2016.
- [85] T. Borsche, A. Ulbig, M. Koller, und G. Andersson, "Power and energy capacity requirements of storages providing frequency control reserves," *2013 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, S. 1–5, 2013.
- [86] M. Khalid und A. V. Savkin, "Model predictive control based efficient operation of battery energy storage system for primary frequency control," *2010 11th International Conference on Control Automation Robotics Vision*, S. 2248–2252, Singapur (Singapur), Dezember 2010.
- [87] I. Serban und C. Marinescu, "Control strategy of three-phase battery energy storage systems for frequency support in microgrids and with uninterrupted supply of local loads," *IEEE Tran-*

- sactions on Power Electronics*, vol. 29, Nr. 9, S. 5010–5020, September 2014.
- [88] E. Waffenschmidt, “Primary control with batteries,” *2016 International Energy and Sustainability Conference*, S. 1–5, Köln (Deutschland), Juni 2016.
- [89] P. Shen, M. Ouyang, L. Lu, und J. Li, “State of Charge, State of Health and State of Function Co-Estimation of Lithium-Ion Batteries for Electric Vehicles,” *2016 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, S. 1–5, Hangzhou (China), Oktober 2016.
- [90] D. Magnor und D. U. Sauer, “Optimization of PV Battery Systems Using Genetic Algorithms,” *10th International Renewable Energy Storage Conference*, vol. 99, S. 332 – 340, Düsseldorf (Deutschland), März 2016.
- [91] P. Shen, M. Ouyang, L. Lu, J. Li, und X. Feng, “The co-estimation of state of charge, state of health, and state of function for lithium-ion batteries in electric vehicles,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 67, Nr. 1, S. 92–103, Jan 2018.
- [92] D. Unger, “Agentenbasierte Koordinierung dezentraler Energiespeicher in zukünftigen elektrischen Verteilungsnetzen,” *sierke Verlag*, Dissertation am Institut ie3 der TU Dortmund. Dortmund (Deutschland), Mai 2016.
- [93] D. Zhu und Y. A. Zhang, “Optimal Online Control of Multiple Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Control,” *2018 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, S. 1–5, Portland (USA), August 2018.
- [94] X. Wu, J. He, Y. Xu, J. Lu, N. Lu, und X. Wang, “Hierarchical control of residential hvac units for primary frequency regulation,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, Nr. 4, S. 3844–3856, Juli 2018.
- [95] Y. J. A. Zhang, C. Zhao, W. Tang, und S. H. Low, “Profit-Maximizing Planning and Control of Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, Nr. 2, S. 712–723, März 2018.
- [96] Siemens AG (Hrsg.), “Working together for the future of energy supply,” *Pressemitteilung*. [Online]. Available: [www.siemens.com/press/wunsiedel/Wunsiedel](http://www.siemens.com/press/wunsiedel/Wunsiedel) (Deutschland), Februar 2018.
- [97] —, “Batteriespeicher eröffnen zugang zum primärregelungsmarkt.” [Online]. Available: [www.siemens.com/finance](http://www.siemens.com/finance) München, 2019.
- [98] R. Mo, M. Steuerer, und H. Li, “Controller hardware-in-the-loop (CHIL) simulation of a multi-functional energy storage system based on modular multilevel DC/DC converter (M2DC) for MVDC grid,” *2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia)*, S. 1980–1984, Hefei (China), Mai 2016.

- [99] N. Daniil und D. Drury, "Investigation And Validation Of Methods To Implement A Two-quadrant Battery Emulator For Power Hardware-in-the-loop Simulation," *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, S. 2070–2075, Florenz (Italien), Oktober 2016.
- [100] L. Buccolini, S. Orcioni, S. Longhi, und M. Conti, "Cell Battery Emulator for Hardware-in-the-Loop BMS Test," *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe*, S. 1–5, Palermo (Italien), Juni 2018.
- [101] Deutsche Verbundgesellschaft E.V. (Hrsg.), "Maßnahmen für die Versorgung im Störfall," Heidelberg (Deutschland), Juni 1980.
- [102] —, "Technische Anforderungen an Frequenzrelais für den Störungsbedingten Lastabwurf," Heidelberg (Deutschland), November 1980.
- [103] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) (Hrsg.), "FINAL REPORT of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy," April 2004.
- [104] European Regulators' Group for Electricity and Gas (EREG), "The lessons to be learned from the large disturbance in the European power system on the 4th of November 2006," vol. E06-BAG-01-06, Brüssel (Belgien), Februar 2007.
- [105] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) (Hrsg.), "Final Report - System Disturbance on 4 November 2006," Brüssel (Belgien), Januar 2007.
- [106] Bundesnetzagentur (BNetzA) (Hrsg.), "Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen über die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 4. November 2006," Bonn, Februar 2007.
- [107] Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) (Hrsg.), "Operation Handbook - Policy 5: Emergency Operations," vol. 1, August 2010.
- [108] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) (Hrsg.), "Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation - Technischer Hinweis," vol. 1, Berlin, Juni 2012.
- [109] Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) (Hrsg.), "Operation Handbook - Policy 5: Emergency Operations," *RG CE Plenary Meeting 16 of September of 2015*, vol. 3, September 2015.
- [110] —, "Operation Handbook - Policy 5: Emergency Operations," *43rd RG CE Plenary Meeting 26 of September of 2017*, vol. 3.1, September 2017.
- [111] Europäische Kommission, "VERORDNUNG (EU) 2017/2196 DER KOMMISSION vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederauf-

bau des Übertragungsnetzes,” Brüssel (Belgien), November 2017.

- [112] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) (Hrsg.), “VDE-AR-N 4142 - Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen (Entwurf),” *Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE)*, vol. ICS 29.240.01, Berlin (Deutschland), August 2018.
- [113] Europäische Union, “VERORDNUNG (EU) 2017/2195 DER KOMMISSION - zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem,” Brüssel (Belgien), November 2017.
- [114] A. Worgull, A. Kubis, A. Friese, und C. Rehtanz, “Comparative study of automatic frequency relief schemes with respect to a changing generation structure,” *Internationaler ETG-Kongress*, 2013.
- [115] Y. Hong, M. Hsiao, Y. Chang, Y. Lee, und H. Huang, “Multiscenario underfrequency load shedding in a microgrid consisting of intermittent renewables,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, Nr. 3, S. 1610–1617, Juli 2013.
- [116] P. Spallarossa und A. D. Rosso, “Underfrequency load shedding scheme for systems with large penetration renewable variable generation,” *2016 IEEE Biennial Congress of Argentina*, S. 1–7, Juni 2016.
- [117] K. Das, A. Nitsas, M. Altin, A. D. Hansen, und P. E. Sorensen, “Improved Load-Shedding Scheme Considering Distributed Generation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, Nr. 1, S. 515–524, Februar 2017.
- [118] P. M. Anderson und M. Mirheydar, “An Adaptive Method for Setting Underfrequency Load Shedding Relays,” *Transactions on Power Systems*, vol. 7, Mai 1992.
- [119] V. Terzija, “Adaptive Underfrequency Load Shedding Based on the Magnitude of the Disturbance Estimation,” *IEEE, Power Engineering Society General Meeting*, S. 1–1, Juni 2007.
- [120] A. Saffarian und M. Sanaye-Pasand, “Enhancement of Power System Stability Using Adaptive Combinational Load Shedding Methods,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, Nr. 3, S. 1010–1020, Aug 2011.
- [121] T. Shekari, F. Aminifar, und M. Sanaye-Pasand, “An Analytical Adaptive Load Shedding Scheme Against Severe Combinational Disturbances,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, Nr. 5, S. 4135–4143, Sept 2016.
- [122] J. Bogovic, U. Rudez, und R. Mihalic, “Probability-based approach for parametrisation of traditional underfrequency load-shedding schemes,” *The Institution of Engineering and Technology (IET)*, August 2015.

- [123] IEEE Power Engineering Society, "C37.106 - IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants," *Power System Relaying Committee*, New York, Februar 2004.
- [124] —, "C37.117 - IEEE Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration," *IEEE Power Engineering Society*, S. 1–55, New York (USA), August 2007.
- [125] Y. Xu, Y. Dai, Z. Y. Dong, Y. Xue, und K. P. Wong, "Load shedding and its strategies against frequency instability in power systems," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, S. 1–7, San Diego (USA), Juli 2012.
- [126] U. Rudez und R. Mihalic, "A novel approach to underfrequency load shedding," *Electric Power Systems Research*, 2010.
- [127] B. Potel, V. Debusschere, F. Cadoux, und U. Rudez, "A real-time adjustment of conventional under-frequency load shedding thresholds," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, Nr. 6, S. 2272–2274, Februar 2019.
- [128] I. Hauer, M. Wolter, M. Stötzer, M. Richter, und Z. A. Styczynski, "A probabilistic load shedding concept considering highly volatile local generation," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 67, S. 478–487, Magdeburg (Deutschland), Dezember 2014.
- [129] X. Chen, Z. Wang, und Z. Zhang, "A load shedding method for two-area power system," *IEEE International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP)*, Beijing (China), 2011.
- [130] G. Wang, H. Xing, und D. Gan, "An investigation into WAMS-based Under-frequency load shedding," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Sandiego (CA), 2012.
- [131] X. Ning, H. Jiang, und X. Zhu, "An improved under frequency load shedding scheme in multi-machine power system based on the rate of change of frequency," *International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, vol. 1, Beijing (China), 2011.
- [132] K. Seethalekshmi, S. N. Singh, und S. C. Srivastava, "A Synchrophasor Assisted Frequency and Voltage Stability Based Load Shedding Scheme for Self-Healing of Pwer System," *IEEE Trans. Smart Grid* 2, 2011.
- [133] U. Rudez und R. Mihalic, "Wams-based underfrequency load shedding with short-term frequency prediction," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, Nr. 4, S. 1912–1920, November 2016.
- [134] P. Crossley, F. Ilar, und D. Karlsson, "System protection schemes in power networks: Existing installations and ideas for future development," *7th International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2001)*, IEE, S. S. 450–453, April 2001.

- [135] H. Zhang, C. S. Lai, L. L. Lai, und F. Xu, "A novel load shedding strategy combining undervoltage and underfrequency with considering of high penetration of wind energy," *2015 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics*, S. 659–664, Kowloon (China), Oktober 2015.
- [136] Z. Jianjun, S. Dongyu, Z. Dong, und G. Yang, "Load shedding control strategy for power system based on the system frequency and voltage stability," *China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, S. 1352–1355, Tianjin (China), September 2018.
- [137] A. Worgull, W. Horenkamp, M. Kaliwoda, und C. Rehtanz, "Selektiver dezentraler unterfrequenzschutz," *ew Magazin für die Energiewirtschaft*, vol. Heft 5, Dortmund (Deutschland), 2013.
- [138] M. A. Kaigama, N. I. A. Wahab, M. L. Othman, und S. K. Mohammed, "Electrical Grid Stability Enhancement using Smart Home Frequency-response Grid -Friendly Appliance System," *Journal of Electrical Systems*, 2016.
- [139] K. Samarakoon und J. Ekanayake, "Demand side primary frequency response support through smart meter control," *44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Glasgow (UK), September 2009.
- [140] K. Samarakoon, J. Ekanayake, und N. Jenkins, "Investigation of Domestic Load Control to Provide Primary Frequency Response Using Smart Meters," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, März 2012.
- [141] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) (Hrsg.), "Beirat der Bundesnetzagentur folgt Forderung des VDE und befürwortet die 450 MHz Frequenznutzung für die Energiewirtschaft," *Pressemitteilung*, vol. 41/2019, Oktober 2019.
- [142] Bundesnetzagentur (BNetzA) (Hrsg.), "Vergabe von Frequenzen im Bereich 450 MHz," *Pressemitteilung*. [Online]. Available: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) Bonn (Deutschland), November 2020.
- [143] "Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG)," 2020.
- [144] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) (Hrsg.), "Lastenheft Smart-Meter-Gateway - Funktionale Merkmale," *Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE)*, Berlin (Deutschland), Juni 2014.
- [145] Bundesministerium für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) (Hrsg.), "Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System," vol. 1.3, Bonn (Deutschland), März 2014.
- [146] —, "Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten

- ten Messsystems," vol. 1.0.1, Bonn (Deutschland), Januar 2019.
- [147] Ernst & Young, "Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler," Stuttgart (Deutschland), 2013.
- [148] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) (Hrsg.), "Mindestanforderungen und Empfehlungen für eine Steuerbox und Systemarchitektur im intelligenten Messsystem," *VDE Verlag*, vol. 0.8, Berlin (Deutschland), Juli 2016.
- [149] Modbus Organization (Hrsg.), "Modbus application protocol specification," vol. 1.1b3. [Online]. Available: [www.modbus.org](http://www.modbus.org) April 2012.
- [150] —, "MODBUS over Serial Line Specification and Implementation Guide," vol. 1.02. [Online]. Available: [www.modbus.org](http://www.modbus.org) Dezember 2006.
- [151] —, "MODBUS MESSAGING ON TCP/IP IMPLEMENTATION GUIDE," vol. 1.0b. [Online]. Available: [www.modbus.org](http://www.modbus.org) Oktober 2006.
- [152] E. Rummich, "Energiespeicher," *expert Verlag*, September 2013.
- [153] M. Sterner und I. Stadler, "Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration," *Springer Vieweg*, Heidelberg (Deutschland), 2014.
- [154] SMA Solar Technology (Hrsg.), "Technische Anleitungen und Handbücher." [Online]. Available: <https://www.sma.de/service/downloads.html> Niestetal, Deutschland, Dezember 2020.
- [155] Fronius International, "Technische Anleitungen und Handbücher." [Online]. Available: <https://www.fronius.com/de/downloads> Wels, Österreich, Dezember 2020.
- [156] KOSTAL Solar Electric, "Technische Anleitungen und Handbücher." [Online]. Available: <https://www.kostal-solar-electric.com/en-gb/download/download> Lüdenscheid (Deutschland), Dezember 2020.
- [157] KACO new energy, "Technische Anleitungen und Handbücher." [Online]. Available: <https://kaco-newenergy.com/de/downloads/> Neckarsulm (Deutschland), Dezember 2020.
- [158] SolaX Power Technology, "Technische Anleitungen und Handbücher." [Online]. Available: <https://www.solaxpower.com/downloads/> China, Dezember 2020.
- [159] E. Welfonder, "Regeldynamisches Zusammenwirken von Kraftwerken und Verbrauchern im Netzverbundbetrieb," *Elektrizitätswirtschaft* 79, 1980.
- [160] KOSTAL Solar Electric GmbH, "Betriebsanleitung PIKO Battery Li," Freiburg (Deutschland), März 2015.
- [161] —, "Betriebsanleitung PIKO 6.0 BA / 8.0 BA / 10 BA mit Energiemanagementsystem," Mai

2015.

- [162] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), "Continental Europe Significant Frequency Deviations - January 2019," Brüssel (Belgien), April 2019.
- [163] Europäische Union (EU), "Richtlinie 2008/114/EG des Rates - über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern," vol. L 345/75, Brüssel (Belgien), Dezember 2008.
- [164] A. Sillaber, "Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung Entwicklung dezentraler Elektrizitätssysteme," *Springer Vieweg*, Wiesbaden (Deutschland), 2016.
- [165] I.-F. Primus und R. Cichowski, "Netzstationen," *VDE Verlag*, 2014.
- [166] A. J. Schwab, "Elektroenergiesysteme Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie," *Springer Verlag*, vol. 2, Berlin (Deutschland), 2009.
- [167] R. Hellbrück, "Angewandte Statistik mit R," *Springer Gabler*, Nr. ISBN 978-3-658-12862-3, Wiesbaden (Deutschland), Juni 2016.
- [168] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), Technische Universität München (TUM), GfK Retail and Technology GmbH, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES) GmbH, "Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013," *Anschlussauftrag des Forschungsvorhabens 53/09 für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*, Karlsruhe - München - Nürnberg (Deutschland), Februar 2015.
- [169] Energieplanung und System Analyse (ages) (Hrsg.), "Forschungsbericht der ages GmbH, Münster," gefördert durch die Deutsche Bundesstiftung Umwelt: Projekt 23656-24/2. Münster (Deutschland), Februar 2007.
- [170] SMA Solar Technology AG (Hrsg.), "Performance von Speichersystemen in der Praxis - Erfahrungen von über 6.500 Speichersystemen," 2016.
- [171] Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) (Hrsg.), "Frequency Sensitive Mode. ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection," *ENTSO-E*, November 2017.

## Anhang A: Aufbau für den Feldversuch



Aufnahme des Batteriespeichersystems, PV-Simulators und den entwickelten Prototypen (Unterfrequenzrelais und Speichercontroller) für die Durchführung des Feldversuchs



## Anhang B: Wissenschaftlicher Tätigkeitsnachweis

Während meiner Zeit als wissenschaftlicher Angestellter habe ich folgende studentische Arbeiten betreut sowie wissenschaftliche Arbeiten veröffentlicht. Den beteiligten Studierenden und Kollegen gilt mein besonderer Dank.

### Betreute studentische Arbeiten

1. A. Barri, „Untersuchung und Simulation von Energiespeichern in Smart Grid Systemen zur Erbringung von netzstützenden Systemdienstleistungen und dessen Einbindung in einen Laboraufbau“, Masterarbeit, Juni 2016.
2. T. Lueg, „Ansteuerung eines Batteriespeichersystems über ein Echtzeitsystem“, Bachelorarbeit, Januar 2017.
3. C. Niewerth, „Ansteuerung eines Energiespeichersystems über einen Mikrocontroller zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen“, Masterarbeit, März 2017.
4. N. Bimczok, „Analyse der Umsetzbarkeit und Potenziale eines selektiven Unterfrequenzschutzes in der Niederspannungsebene“, Bachelorarbeit, März 2017.
5. E. Kuznetsova, C. Yildirim, „Integration steuerbarer Lasten und dezentraler Erzeugungseinheiten zur Frequenzstabilisierung“, Projektarbeit, April 2017.
6. C. Biele, „Umsetzung eines selektiven Unterfrequenzschutzes in Ortsnetzstationen“, Bachelorarbeit, Mai 2017.
7. S. Jütte, „Untersuchung und Szenarienbildung für einen selektiven Unterfrequenzschutz“, Masterarbeit, Oktober 2017.
8. G. Schacht, „Entwicklung eines Demonstrators zur Simulation von Lastabwurfkonzepten und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen“, Masterarbeit, Oktober 2017.
9. A. Nardelwar, „Implementation of a selective multistage frequency relay for use in medium and low voltage networks“, Masterarbeit, Dezember 2017, in Kooperation mit der Universität Duisburg Essen und ASL Services GmbH.
10. B. Schlüter, „Untersuchung innovativer Netzwiederaufbaukonzepte“, Masterarbeit, Dezember 2017.
11. H. Hartmann, „Optimierung des Oberwellenverhaltens eines dreiphasigen Spannungslängsreglers“, Masterarbeit, Februar 2018.

12. L. Witkowski, „Konzeptionierung und Entwicklung dynamischer Modelle von Windkraftanlagen und Blockheizkraftwerken zur Erbringung von Regelleistung“, Masterarbeit, Juli 2018.
13. M. Zimnoch, „Konzeptionierung und Entwicklung dynamischer Modelle von Photovoltaikanlagen und Speichern zur Erbringung von Regelleistung“, Masterarbeit, Juli 2018.
14. C. Biele, „Entwicklung von Regelungskonzepten dezentraler Erzeugungsanlagen zur Unterstützung des Netzwiederaufbaus“, Masterarbeit, Oktober 2018.
15. N. Bimczok, „Untersuchung und Szenarienbildung für die Regelleistungsbereitstellung durch dezentrale Anlagen sowie der Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs“, Masterarbeit, Oktober 2018.
16. N. Segelke, „Durchführung einer Marktanalyse zur Konzeptionierung eines regelbaren Batteriespeichersystems“, Bachelorarbeit, Januar 2019.
17. E. Kuznetsova, „Anforderungen an eine Frequenzmessung zur Durchführung netzstabilisierender Verfahren sowie deren Entwicklung“, Bachelorarbeit, April 2019.
18. J. Gabrielski, „Analyse und Bewertung der Schwarzstartfähigkeit eines Verteilnetzes mit hoher Durchdringung von dezentralen Erzeugungsanlagen am Beispiel der SWW Wunsiedel“, Masterarbeit, Juli 2019.
19. A. Fenzl, „Entwicklung und Validierung von Regelstrukturen eines Speichercontrollers in Hardware-in-the-Loop Simulationen“, Bachelorarbeit, September 2019.
20. J. Steffen, J. Spinneken, J. Derpmann, S. Wunsch, V. Thomas, „Entwicklung eines Managementsystems für zukünftige intelligente Verteilnetze“, Projektarbeit, September 2019.
21. S. Vorholt, „Konzeptionierung und Bewertung eines zukunftsorientierten Netzausbaus innerhalb eines Werkstromnetzes der Bayer AG“, Masterarbeit, Oktober 2019, in Kooperation mit der Bayer AG Bergkamen.

## Wissenschaftliche Publikationen

1. L. Robitzky, S. Dalhues, M. Albrecht, S. C. Müller, U. Häger, C. Rehtanz, „Agent-Based Prevention of Voltage Collapse in Electrical Transmission Systems“, *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Genoa (Italy), Juni 2016
2. M. Albrecht, W. Horenkamp, M. Eichhorn, C. Rehtanz, „DeF-Neg: Dezentrale Frequenzstabilisierung in Netzinfrastrukturen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien, Statusseminar # 1“, *Konferenz Zukunftsfähige Stromnetze*, Berlin (Deutschland), September 2016
3. M. Albrecht, L. Robitzky, C. Rehtanz, „Selective and Decentralized Underfrequency Protection Schemes in the Distribution Grid“, *IEEE PowerTech*, Manchester (UK), Juni 2017
4. M. Albrecht, W. Horenkamp, R. Palaniappan, D. Hilbrich, B. Bauernschmitt, B. Keune, C. Rehtanz, „Decentralized Frequency Stabilization in grids with a High Share of Renewable Energies“, *International ETG Congress 2017*, Bonn (Deutschland), November 2017
5. M. Albrecht, W. Horenkamp, M. Eichhorn, C. Rehtanz, „DeF-Neg: Dezentrale Frequenzstabilisierung in Netzinfrastrukturen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien, Statusseminar # 2“, *Konferenz Zukunftsfähige Stromnetze*, Berlin (Deutschland), September 2018
6. M. Albrecht, W. Horenkamp, M. Eichhorn, C. Rehtanz, „Development of a novel Underfrequency Relay and Energy Storage Controller for Underfrequency Protection“, *International ETG Congress 2019*, Esslingen (Deutschland), Mai 2019
7. M. Albrecht, C. Strunck, C. Rehtanz, „Hardware-in-the-Loop Simulation of a Battery Energy Storage System and External Storage Controller to provide Primary Control“, *IEEE PowerTech*, Mailand (Italien), Juni 2019
8. C. Strunck, M. Albrecht, C. Rehtanz, „Provision of Ancillary Services by different Decentralized Energy Resources“, *IEEE PowerTech*, Mailand (Italien), Juni 2019
9. C. Strunck, M. Albrecht, G. Meindl, C. Rehtanz, „A Study on the Black Start Process of a real Distribution Network with CHP plants and BESS“, *International Workshop on Flexibility and Resiliency Problems of Electric Power Systems*, Irkutsk (Russland), August 2019
10. C. Strunck, M. Albrecht, Z. Hagemann, C. Rehtanz, „Dynamic Analysis of Voltage Control Strategies by Decentralized Energy Resources“, *IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Gramado (Brasilien), September 2019

