

# Energieforschungsprogramm

## Publizierbarer Endbericht

**Programmsteuerung:**

Klima- und Energiefonds

**Programmabwicklung:**

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

### Endbericht

erstellt am

20/11/2019

## Projekttitlel:

BatterieSTABIL

Projektnummer: 853558

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	02. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/09/2016
Projektende	31/08/2019
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	36 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Netz Niederösterreich GmbH
AnsprechpartnerIn	Dr. Wolfgang Vitovec
Postadresse	EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf
Telefon	+ 43 2236 200-12269
Fax	+ 43 2236 200-82269
E-mail	Wolfgang.Vitovec@evn.at
Website	<a href="https://www.klimafonds.gv.at/press/smart-grid-batteriespeicher-zur-stabilisierung-des-stromnetzes-geht-in-betrieb/">https://www.klimafonds.gv.at/press/smart-grid-batteriespeicher-zur-stabilisierung-des-stromnetzes-geht-in-betrieb/</a>

# BatterieSTABIL

Batteriespeicher im multimodalen Betrieb für Netzdienstleistungen und Netzstabilisierung

**AutorInnen:**

Wolfgang Vitovec

Wolfgang Gawlik, Jürgen Marchgraber, Christian Alács

Peter Jonke

## 1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis .....	4
	Abkürzungsverzeichnis.....	6
2	Einleitung .....	7
2.1	Aufgabenstellung .....	7
2.2	Schwerpunkte des Projekts .....	8
2.3	Einordnung in das Programm .....	9
2.4	Verwendete Methoden .....	9
2.5	Aufbau des Berichtes .....	10
3	Inhaltliche Darstellung.....	10
3.1	Bau und Installation der Demonstrationsanlage .....	10
3.2	Funktionsdefinition und Offline – Simulationen .....	15
3.2.1	Spezifikation von Funktionen.....	15
3.2.2	Offline Simulationen .....	15
3.3	Labortests und Echtzeit – Simulationen.....	24
3.3.1	Labora Aufbau .....	24
3.3.2	C-HIL Modelle und Aufbau .....	25
3.3.3	Analyse der Frequenzmessung.....	29
3.3.4	Analyse der LVRT Fähigkeit.....	30
3.3.5	Funktion Primärregelung & virtuelle Schwungmasse.....	31
3.4	Inbetriebnahme- und Feldtests .....	34
3.4.1	Inbetriebnahme - Tests .....	34
3.4.2	Feldtest zum Kurzschlussverhalten .....	41
3.4.3	Feldtest zum Inselbetrieb mit Einbindung weiterer Erzeugungsanlagen .....	44
3.4.4	Feldtest zum Inselbetrieb eines Ortsnetzes .....	49
3.5	Erforschung und Erprobung des Dauerbetriebs der Demonstrationsanlage .....	51
3.5.1	Datenerfassung und Datenverwaltung.....	52
3.5.2	Datenanalyse und Erforschung des Dauerbetriebs .....	53
3.6	Wirtschaftlichkeit und Geschäftsmodelle .....	62
3.6.1	Erbringung von Primärregelleistung .....	63
3.6.2	Enhanced Frequency Response .....	73
3.6.3	Schwarzstart/Inselbetrieb .....	76
3.6.4	Statische Spannungshaltung.....	80
3.6.5	Blindstromkompensation .....	82
3.7	Regulatorische Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen .....	84
3.7.1	Einordnung von Speichertechnologien in die geltende Rechtslage.....	85
3.7.2	Betrieb von Stromspeichern durch Verteilnetzbetreiber .....	86
3.7.3	Überlegungen zur Anpassung der Rechtslage .....	87
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen .....	87

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

5	Ausblick und Empfehlungen.....	89
5.1	Technische Empfehlungen.....	90
5.1.1	Primärregelleistungserbringung.....	90
5.1.2	Virtuelle Schwungmasse (VSM).....	94
5.1.3	Schnelle Regelleistungsprodukte.....	95
5.1.4	Gleichzeitige Erbringung von mehreren Regelleistungsprodukten.....	96
5.1.5	Gültigkeit der TOR Erzeuger für Speichersysteme.....	96
5.2	Energiepolitische Schlussfolgerungen und weiterer Forschungsbedarf.....	98
6	Literaturverzeichnis.....	99
7	Anhang.....	101
8	Kontaktdaten.....	101

## Abkürzungsverzeichnis

aFRR & mFRR	automatic und manual Frequency Restoration Reserve
AGE	Ausgleichsenergie
DA	Day-Ahead
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
E/P-Verhältnis	Energie zu Leistungsverhältnis
EFR	Enhanced Frequency Response
FCR	Frequency Containment Reserve
FRT	Low Voltage Fault Ride Through
ID	Intraday
KWF	Kapitalwiedergewinnungsfaktor
LA	Lead-Acid
LFP	lithium iron phosphate
LTO	lithium titanate
MV/LV	Mittelspannung/Niederspannung
NaNiCl	sodium nickel chloride flow battery
NaS	sodium Sulphur
PRL	Primärregelleistung
RGM	Reference Grid Models
rONT	regelbaren Ortsnetztrafo
SOC	State of Charge
TOR	technische und organisatorische Regeln
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
VRFB	vanadium redox flow battery
VRLA	valve-regulated lead-acid
VSM	Virtuelle Schwungmasse
ZBFB	zinc bromine flow battery

## 2 Einleitung

### 2.1 Aufgabenstellung

Systemdienstleistungen sind essenzielle Bestandteile einer zuverlässigen, sicheren und stabilen Stromversorgung. Die Systemdienstleistungsprodukte wurden bisher maßgeblich aus fossilen Kraftwerken, Pumpspeicherkraftwerken und angepasster Nutzung von Betriebsmitteln bereitgestellt. Energiespeicher spielen heute und in Zukunft eine tragende Rolle bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, besonders unter Berücksichtigung des zunehmenden Rückgangs der Kapazitätsanteile konventioneller (Groß-)Kraftwerke [2]. Die laufenden Einnahmen durch die Bereitstellung einzelner Netzdienstleistungen (z.B. Primärregelung) sind unter Umständen jedoch nicht ausreichend, um die Kosten eines Energiespeichers (z.B. Batterie) zu decken und Rentabilität zu erreichen. Deshalb wird die Bereitstellung mehrerer Netzdienstleistungen gleichzeitig bzw. der multimodale Betrieb von Batteriespeichern für verschiedene Stakeholder in der Energieversorgungskette als ein netztechnisch höchst nutzbringendes und auch wirtschaftlich sinnvolles Konzept angesehen [3]. Als multimodaler Betrieb wird hier der Betrieb eines Batteriespeichers für die Erbringung verschiedener Netzdienstleistungen definiert, die auch kombiniert abgerufen werden können. Das Forschungsvorhaben des Projekts BatterieSTABIL baute genau auf diesen Aspekten auf.

Ziel im Projekt war es, zu demonstrieren, wie zusätzlich zur Möglichkeit der Bereitstellung von etablierten Systemdienstleistungen (Primärregelung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau) das Potential des Batteriespeichers im multimodalen Betrieb durch Erbringung weiterer Systemdienstleistungen zur Systemstabilisierung (z.B. virtuelle Schwungmasse, dynamische Blindleistungskompensation) ausgeschöpft werden kann.

Insbesondere wurde das Zusammenspiel der einzelnen Regelstrategien zur Realisierung dieser Einsatzstrategien untersucht, um einen zukünftigen universellen Speichereinsatz zu ermöglichen. Somit kann zukünftig auf die steigenden Herausforderungen des Netzbetriebes durch dezentrale und erneuerbare Erzeugung und der einhergehenden Verdrängung konventioneller zentraler Kraftwerke reagiert werden. Weiters wurde die Fähigkeit zum Schwarzstart und für den Inselbetrieb unter Einbindung regenerativer Energieerzeugung untersucht. Die oben definierten Anwendungsmodi wurden aufbauend auf grundsätzlichen theoretischen Betrachtungen in Offline-Simulationen untersucht, in übergreifenden Labor- sowie Feldtests validiert und letztendlich im Rahmen eines Dauerbetriebs testweise praktisch umgesetzt. Parallel zu den technischen Untersuchungen wurden die wirtschaftliche Bewertung der erbrachten kombinierten Netzdienstleistungen und daraus abgeleitete notwendige regulatorische Rahmenbedingungen im Projekt betrachtet, und schließlich skalierbare und zukunftsfähige Lösungswege daraus abgeleitet.

Als Ergebnis wurde aufgezeigt, wie Batteriespeichersysteme neben Systemdienstleistungen auch Beiträge zur Systemstabilisierung in Netzen mit hohem Anteil an erneuerbarer Energieeinspeisung technisch und wirtschaftlich sinnvoll erbringen können.

## 2.2 Schwerpunkte des Projekts

### Untersuchung der Betriebsmodi der Batteriespeicher mittels Simulation

- Ziel war es, durch Simulationsrechnung zu zeigen, dass der Batteriespeicher für die Erbringung von Dienstleistungen, relevant für die Systemstabilisierung im elektrischen Netz, wie z.B. virtuelle Schwungmasse, dynamische Blindleistungskompensation, und zur Erbringung der Systemdienstleistungen bzw. Primärregelenergie, eingesetzt werden kann.
- Als Ergebnis sollen Rahmenbedingungen und Einsatzstrategien für die Netzstabilisierung pro Anwendungsfall und im kombinierten Betrieb sowie für die Erbringung der Primärregelenergie für den Batteriespeicher aufgelistet werden.

### Validierung der Einsatzkonzepte des Batteriespeichers im Labor und Feldtest

- Ziel war es im Rahmen von Labortests, Hardware-In-the-Loop-Simulationen und Feldtests das Systemverhalten des Batteriespeichers unter verschiedenen Bedingungen zu verifizieren und die praktische Umsetzung zu überprüfen.
- Als Ergebnis soll die Fähigkeit des Batteriespeichers, unterschiedliche Betriebsmodi unter verschiedenen Bedingungen zu erfüllen, beurteilt werden und evtl. Anpassungsbedarf für den Batteriebetrieb definiert werden.

### Untersuchung des Batteriespeichers im Dauerbetrieb

- Ziel war es, unterschiedliche simulierte und im Labor und Feldtest erprobte Batterieanwendungen im Dauerbetrieb zu analysieren und auszuwerten.
- Als Ergebnis wurde anhand von Messdaten das Verhalten der Batterie im Dauerbetrieb in Bezug auf die nutzbare Speicherkapazität, erbrachte Zyklenzahl, der resultierenden Lade/-Entladekennlinie und Reaktionsfähigkeit (zeitliches Verhalten) beschrieben und die Erfüllung der unterschiedlichen Anwendungen verifiziert.

### Multimodaler Betrieb des Batteriespeichers

- Ziel war es, aus einer Simulations-, Labor- und realen Testumgebung zu demonstrieren wie das Potential des Batteriespeichers im multimodalen Betrieb durch kombinierte Erbringung zusätzlicher Dienstleistungen im Netz gänzlich ausgeschöpft werden kann.
- Als Ergebnis werden Einsatzstrategien und mögliche Einschränkungen für einen sinnvollen multimodalen Betrieb durch ein Zusammenspiel der unterschiedlichen Regelstrategien untersucht und definiert, um einen zukünftigen universellen Speichereinsatz zu ermöglichen.

### Geschäftsmodelle für Batteriespeicher im Hinblick auf einen kombinierten Einsatz im Netz

- Ziel war es Geschäftsmodelle für den ermittelten kombinierten Einsatz im Netz zu entwickeln und darauf aufbauend die notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen und möglichen Gewinne abzuleiten.
- Empfehlungen für die Geschäftsmodelle und die dafür notwendigen regulatorischen Maßnahmen wurden als Ergebnis des Vorhabens angesehen.

## Übertragung der Fragestellung auf flächendeckende Anwendung

- Ziel war es basierend auf den ermittelten technischen und ökonomischen Lösungswegen, Aussagen für eine flächendeckende Anwendung des Speichersystems zur Erbringung von Systemdienstleistungen zu treffen und die tatsächliche Machbarkeit der multimodalen Betriebsmodi abzuleiten.
- Als Ergebnis wurden Potenziale für eine flächendeckende Nutzung von unterschiedlichen Anwendungen des Batteriespeichersystems und des multimodalen Betriebs angegeben.

## 2.3 Einordnung in das Programm

Das Projekt behandelt prioritär folgende Ausschreibungsschwerpunkte:

### Ausschreibungsschwerpunkt 4.1: Stromnetze

- flexible Systemkonfiguration von elektrischen Speichersystemen
- Integration von netzgekoppelten Speicher-Systemen

Das Vorhaben adressierte die folgenden Ausschreibungsziele:

- **Ziel 1:** Beitrag zur Erfüllung der energie-, klima- und technologiepolitischen Vorgaben der österreichischen Bundesregierung
- **Ziel 2:** Erhöhung der Leistbarkeit von nachhaltiger Energie und innovativen Energie- und Mobilitätstechnologien
- **Ziel 3:** Aufbau und Absicherung der Technologieführerschaft bzw. Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit

### Umweltaspekte

Im Folgenden wird kurz eine Erläuterung für die Anforderungen der zusätzlichen Investitionsförderung durch die Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC) gegeben und wie das durchgeführte Forschungsvorhaben Beiträge zur Erfüllung der energie-, klima- und technologiepolitischen Vorgaben der österreichischen Bundesregierung erbringen konnte. Ein zukünftiger großflächiger Einsatz solcher Batteriespeichersysteme ist in der Lage dazu beizutragen, den Anteil an regenerativen Energien in elektrischen Netzen zu erhöhen. Hierdurch können klimaschädliche Emissionen verringert und Abhängigkeiten von Importen fossiler Rohstoffe gemindert werden. Außerdem kann durch den Einsatz von Batteriespeichern die Notwendigkeit des Neubaus von Leitungen reduziert werden, indem etwa Rahmenbedingungen wie die Einhaltung von Spannungsbandgrenzen aktiv durch Batteriespeicher gewährleistet werden. Im Rahmen des Projekts wurden daher wesentliche Beiträge zum Schutz der Umwelt durch indirekte CO<sub>2</sub> Emissions-Reduktion und zum Schutz des Landschaftsbildes durch vermiedenen Ausbau des Stromnetzes geleistet.

## 2.4 Verwendete Methoden

Um die einzelnen Aufgabenstellungen des Projekts zu bearbeiten, wurden verschiedene Methoden angewandt. Während der Bauphase der Demonstrationsanlage waren vorrangig Methoden des Projektmanagements relevant um die Interessen aller Stakeholder berücksichtigen zu können. Dazu

wurden im Rahmen von Workshops mit dem Hersteller der Demonstrationsanlage und dem Projektkonsortium der Funktionsumfang und die Rahmenbedingungen für die Demonstrationsanlage abgesteckt. In der Phase der Inbetriebnahme der Demonstrationsanlage wurden Factory Acceptance Tests (FAT) durchgeführt um die erfolgreiche Umsetzung von Teilaspekten der Demonstrationsanlage bewerten und abschließen zu können. Während dieser Phase wurden auch Controller Hardware-In-The-Loop Tests und Labortests eingesetzt um eine normgerechte Prüfung des Funktionsumfangs durchführen zu können. Parallel zur Bau- und Inbetriebnahmephase wurden Offline – Simulationen unter Zuhilfenahme der Netzberechnungssoftware DIgSILENT PowerFactory und des Softwarepakets MATLAB/SIMULINK durchgeführt. Die dabei untersuchten Funktionen wurden schlussendlich im Rahmen von Dauerbetriebstests an der Demonstrationsanlage getestet. Dabei wurden verschiedene stationäre und dynamische Messungen durchgeführt und ein geeigneter Messdatensatz erstellt um geeignete Analysen und Visualisierungen durchführen zu können. Um aus den durchgeführten Analysen Geschäftsmodelle ableiten zu können, wurde eine ökonomische Modellierung zur Ableitung erreichbarer Erlöse erstellt und eine Kosten-Nutzen-Rechnung mittels dynamischer Investitionsrechnung durchgeführt.

## 2.5 Aufbau des Berichtes

Der folgende Bericht orientiert sich an den Arbeitspaketen, welche im Projekt BatterieSTABIL festgelegt wurden. Die inhaltliche Darstellung ist daher nach den Arbeitspaketen gegliedert und behandelt folgende Themen:

- Bau und Installation der Demonstrationsanlage
- Funktionsdefinition und Offline Simulationen
- Labortests und Echtzeitsimulationen
- Inbetriebnahme- und Feldtests
- Erforschung und Erprobung des Dauerbetriebs der Demonstrationsanlage
- Wirtschaftlichkeit und Geschäftsmodelle
- Regulatorische Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen

## 3 Inhaltliche Darstellung

In den folgenden Kapiteln wird auf die einzelnen Arbeitspakete des Projekts eingegangen.

### 3.1 Bau und Installation der Demonstrationsanlage

Die Auslegung und Spezifikation der Demonstrationsanlage erfolgte in enger Abstimmung mit den Projektpartnern. Die Bauphase erfolgte in mehreren Schritten. Die Fundamentabnahme erfolgte am 04.04.2017. Die Fundamente und Brandschutzwände während der Bauphase sind in Abbildung 1 dargestellt.

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



**Abbildung 1: Bauphase © NNÖ**

Mehrere Factory-Acceptance-Tests (FAT) wurden für die Umrichter und Transformatoren vor Ort beim Hersteller des Systems ebenfalls im April 2017 durchgeführt. Der abschließende FAT des Gesamtsystems fand im Juni 2017 statt. Die Lieferung der zugehörigen Batterie,- und Steuerungscontainer erfolgte im September 2017 und ist in Abbildung 2 dargestellt.



**Abbildung 2: Installation der Demonstrationsanlage © NNÖ**

Die Anlage besteht aus zwei baugleichen, doppelschaligen, selbsttragenden 40-Fuß-Containereinheiten in welchen die Batterie-Racks und die Umrichter-Einheiten in jeweils getrennten Räumen untergebracht sind. Zwei weitere 20-Fuß-Container ähnlicher Ausführung beinhalten die jeweiligen Steuerungs- und Überwachungssysteme. Der Aufbau der Container ist so bemessen, dass je Batteriecontainer eine PV-Anlage mit 21 Solarpaneelen zu je 260 Wp installiert ist. Die Gesamtleistung der PV-Anlage beträgt insgesamt 11 kWp. Aus Brandschutzgründen (Behördenforderung) wurden zwischen den Batteriecontainern und den Steuercontainern Brandschutzwände aus Stahlbeton errichtet.

Die Batteriebereiche der Container verfügen über Klimaanlage, die Umrichterbereiche über Lüftungsanlagen.

Im Sinne einer gewissen Modularität wurden zwei baugleiche parallele Batteriespeichereinheiten aufgebaut, die jede für sich auch autark betrieben werden können.

Jede Batteriespeichereinheit ist, wie folgt aufgebaut:

Als Batteriezellen kommen Zellen der Type JH3 des südkoreanischen Herstellers LG Chem zum Einsatz. Die Bemessungskapazität einer Zelle ist 63 Ah, die Bemessungsspannung 3,7 V. Die Zellen werden über das Batteriemanagementsystem ständig spannungs- und temperaturüberwacht.

28 Batteriezellen sind zu je 2 parallelen Sektionen á 14 in Serie geschalteten Zellen in einem 19"-Einschubmodul untergebracht. 14 Stück 10"-Einschubmodule sind jeweils in einem Rack angeordnet

und in Serie verschaltet und bilden einen Strang. 9 Racks sind parallelgeschaltet und bilden eine Speichereinheit. Jede Speichereinheit besteht aus 2 Batteriespeicherguppen, wobei in jeder Batteriespeicherguppe 9 Batteriestränge untergebracht sind. Jeder Batteriespeicherguppe ist ein entsprechend dimensionierter, gesteuerter und überwachter Vier-Quadrantensteller mit IGBT-Technologie zugeordnet. Das Speichersystem umfasst daher 504 Stück 19“-Einschübe, aufgeteilt auf 36 Stränge mit insgesamt 14.112 Batteriezellen sowie 4 Umrichtereinheiten. Jeweils 2 Umrichter werden über eine gemeinsame 550V-AC-Schaltanlage mit einem 32 kV Netztransformator, mit einer Leistung von 1.600 kVA, verbunden. Das System umfasst daher 2 Netztransformatoren, die mit dem Umspannwerk Prottes und damit mit dem Netz der Netz Niederösterreich GmbH verbunden sind. Schaltanlage und Transformatoren sind in einer eigenen Beton-Station untergebracht. Jede Speichereinheit ist mit einem autark wirkenden Steuer- und Regelsystem ausgestattet und arbeitet vollautomatisch, entsprechend der vorgegebenen Parameter. Die Steuerung und Überwachung obliegt dem ständig besetzten Systemoperator der Netz NÖ GmbH. Eine ständige Beaufsichtigung vor Ort ist nicht vorgesehen. Für die im Projekt vorgesehenen Feldversuche können der Anlage, über eine lokale Bedienstation und auch über einen Remote Desktop, Parameter und Funktionen vorgegeben werden. Für das Forschungsprojekt wurde ein eigener 20-Fuß-Büro-Container beschafft, der in unmittelbarer Nähe zum Batteriespeichersystem aufgestellt ist und dem Aufenthalt des Forschungspersonals während des Forschungsbetriebes dient. Abbildung 3 zeigt die betriebsbereite Demonstrationsanlage, deren Installation im September 2017 abgeschlossen wurde.



Abbildung 3: Betriebsbereite Demonstrationsanlage © NNÖ

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Der Aufbau des Batteriespeichersystems ist in Abbildung 4 dargestellt.

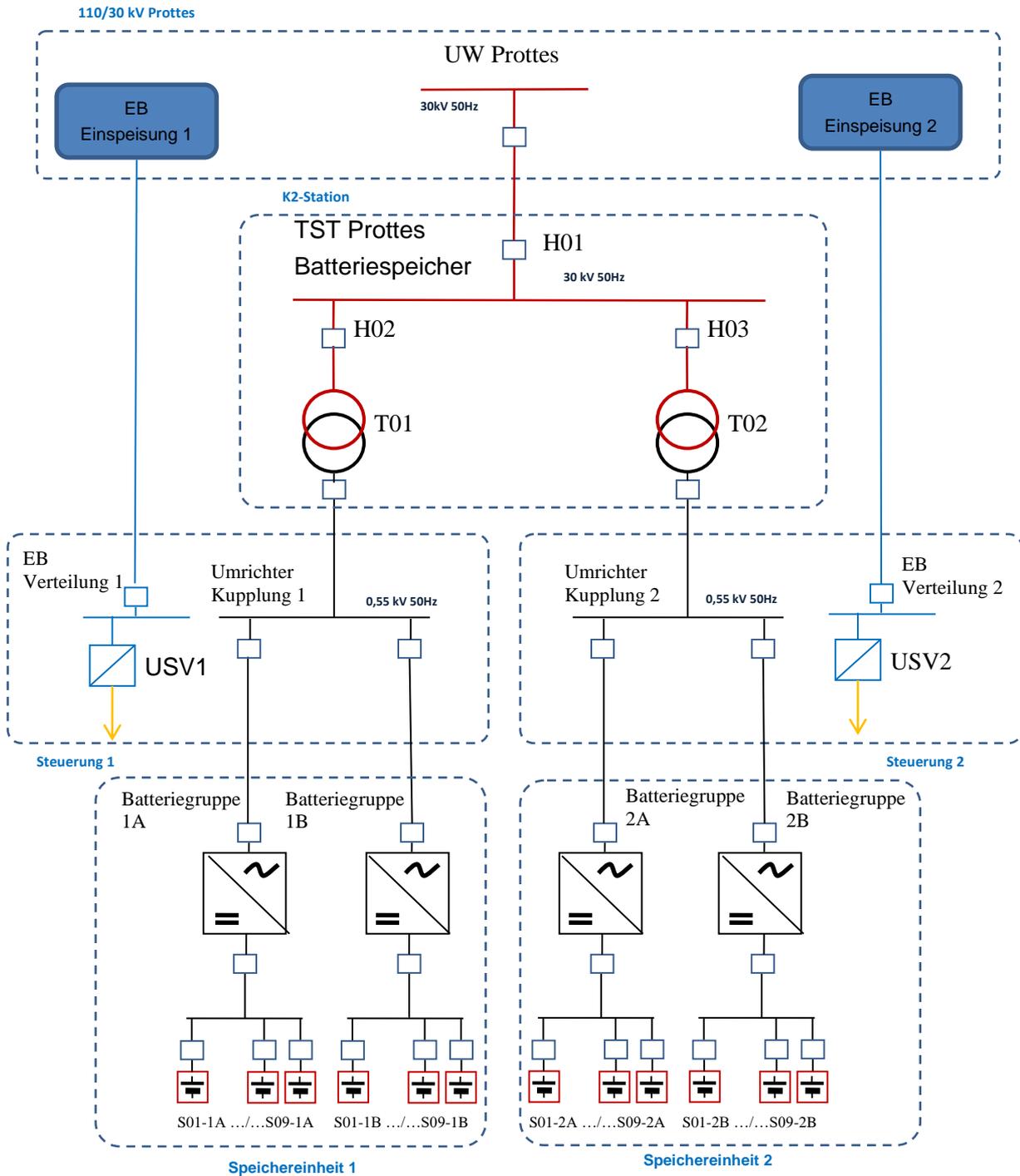


Abbildung 4: Einpoliges Schaltbild der Demonstrationsanlage

## 3.2 Funktionsdefinition und Offline – Simulationen

Gemeinsam mit dem Hersteller der Demonstrationsanlage wurde intensiv dessen Funktionsumfang erarbeitet. Während des Prozesses der Funktionsdefinition der Anlage wurden neben Labortests auch Offline – Simulationen durchgeführt, welche zum Ziel hatten die spezifizierten Funktionen zu untersuchen.

### 3.2.1 Spezifikation von Funktionen

Wesentlich für die Errichtung und Inbetriebnahme der Demonstrationsanlage in Prottes war die Erstellung einer Funktionsbeschreibung, in welcher das Verhalten der einzelnen Funktionen detailliert beschrieben wird. Solch ein Dokument wurde im Berichtszeitraum vom Konsortium in intensiver Zusammenarbeit mit dem Hersteller des Batteriespeichers erstellt.

Die dabei spezifizierten Funktionen umfassen:

- die Primärregelleistungserbringung (Funktionskürzel „PRL“) inkl. der Möglichkeit zur Aktivierung von Freiheitsgraden bei der Erbringung von Primärregelung (Funktionskürzel „PRL-FHG“),
- ein geeignetes State of Charge (SoC)-Management (Funktionskürzel „SOC-PRL“),
- eine SoC-Regelung (Funktionskürzel „SOC-REG“),
- eine Wirk- und Blindleistungsvorgabe (Funktionskürzel „APC“ bzw. „Q-REG“),
- eine spannungsgeführte Blindleistungsregelung bzw. eine Blindleistungsregelung gemäß festem Leistungsfaktor (Funktionskürzel „Q(U)-REG“ bzw. „COSPHI-REG“),
- eine Funktion zur Realisierung einer virtuellen Schwungmasse (Funktionskürzel „VSM“),
- und eine Funktion zur Spannungssymmetrierung (Funktionskürzel „U-SYM“).

Zudem wurde die Demonstrationsanlage so konzipiert, dass zwei Operationsmodi möglich sind. Der erste Operationsmodus umfasst den Betrieb im Netzverbund („PQ-Mode“), während der zweite Operationsmodus den Inselbetrieb der Anlage umfasst („V/f-Mode“).

### 3.2.2 Offline Simulationen

Das Ziel der durchgeführten Offline – Simulationen war die Untersuchung einzelner Funktionen der Demonstrationsanlage, und darauf aufbauend Analysen, welche allgemein gültige Aussagen über das Verhalten von Batteriespeichersystemen zulassen.

Im Rahmen dieser Offline – Simulationen wurden insbesondere die Erbringung von Primärregelleistung, die Realisierung von virtueller Schwungmasse und die dynamische Netzstützung untersucht.

### Erbringung von Primärregelleistung

Die zunehmende Anzahl an über Umrichter angebotenen Erzeugungsanlagen und die gleichzeitige Abnahme der Zahl konventioneller Synchronmaschinen führt zukünftig zu einer Abnahme der vorhandenen Schwungmasse im Netz. Damit wird die Frequenzhaltung in Verbundsystemen schwieriger. Der Erbringung von Regelenergie wird also zukünftig eine noch größere Bedeutung zugesprochen werden. Batteriespeicher eignen sich aufgrund ihres schnellen Regelverhaltens sehr gut, um die Frequenzstabilität zu verbessern und zukünftig als Ersatz für die reduzierte Anzahl an Synchronmaschinen zu dienen. Derzeit besteht im europäischen Verbundsystem ein Markt für die Vorhaltung und Erbringung von Regelreserven (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserven). Andere

Regelleistungsprodukte sind zwar in Diskussion (Enhanced Frequency Response (EFR) und Virtuelle Schwungmasse (VSM)), aber noch nicht in diesen Markt integriert. Die regulatorischen Anforderungen für speicherbegrenzte Einheiten zur Teilnahme an dem vorhandenen Markt für Primärregelreserven sind relativ strikt, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb aufgrund der hohen Investitionskosten oftmals schwierig ist. Im Zuge von Offline – Simulationen wurde der Betrieb von Batteriespeichern zur Vorhaltung und Erbringung von Primärregelreserven untersucht und dabei ebenfalls das dazu notwendige Lademanagement abgebildet. Dafür wurden verschiedene Nachladestrategien gegenübergestellt und der Einfluss verschiedener Auslegungsgrößen von Batteriespeichern auf die Ergebnisse untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass mithilfe geeigneter Umsetzung des Lademanagements, die ggf. dafür anfallenden Kosten reduziert werden können. Die Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen zur Erbringung von Primärregelreserven wäre sinnvoll um einerseits einen diskriminierungsfreien Zugang von Batteriespeichern zum Primärregelenergiemarkt zu ermöglichen und zudem eine geeignete Auslegung von Batteriespeichern für zukünftige Regelleistungsprodukte frühzeitig zu fördern.

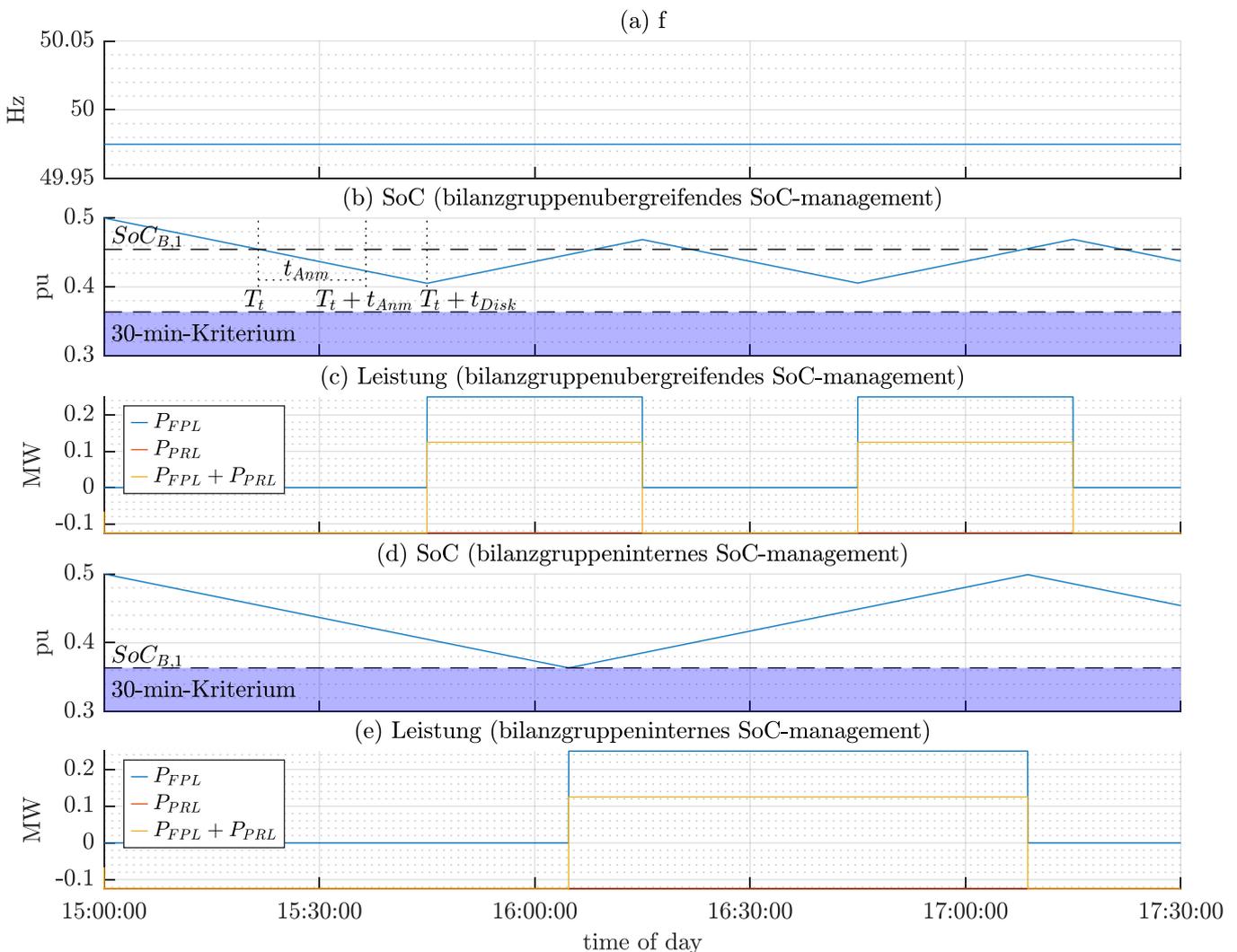
Die Austrian Power Grid (APG) schreibt in ihren aktuellen Präqualifizierungsbedingungen von 2014 [4] diverse Rahmenbedingungen für den Einsatz speicherbegrenzter technischer Einheiten für die Erbringung von Primärregelreserve, auf Basis der damaligen Entwurfsversion des NC LFCR [5], vor. Die zur Auslegung von Batteriespeichern wesentlichste Richtlinie ist die Forderung eines 30-min-Kriteriums. Diese legt fest, dass speicherbegrenzte technische Einheiten im Alert State, welcher sich im Worst Case durch eine kontinuierliche Frequenzabweichung von mindestens 200 mHz charakterisiert, in der Lage sein müssen, für mindestens 30 min. die volle Primärregelleistung erbringen zu können. Die Vorhaltung der entsprechenden Energie schränkt den Arbeitsbereich für anderweitige Benützung des Batteriespeichers erheblich ein. Das Batteriespeichersystem muss aufgrund des 30-min-Kriteriums so ausgelegt sein, dass im operativen Betrieb bei einem Übergang in den Alert State eine Vollaktivierung der Primärregelreserve für  $t_{\text{Krit}} = 0,5$  h möglich ist. Diese Anforderung führt zu einem zulässigen Bereich, in welchem sich der Ladezustand der Batterie befinden muss. Um überhaupt einen solchen Arbeitsbereich für die Erbringung von Primärregelleistung im Normal State zu gewährleisten, ist bei der Auslegung der Batterie die Bedingung  $E/P_{\text{PRL}} > 1$  h zu erfüllen, wobei E die Speicherkapazität und  $P_{\text{PRL}}$  die angebotene Primärregelleistung bedeutet.

Für die nötige Nachladestrategie bestehen folgende Möglichkeiten:

- (a) bilanzgruppeninternes SoC-Management
- (b) bilanzgruppenübergreifendes SoC-Management

Die Variante (a) erlaubt eine Nachladung, die an keine zeitlichen Vorgaben hinsichtlich Startzeitpunkt und Zeitdauer gebunden ist, solange sie innerhalb der Bilanzgruppe durch andere Kraftwerke ausgeglichen wird. Für eine dabei entstehende Fehlbilanz fallen Ausgleichsenergiekosten an. Durch die Variante (b) ist der Batteriespeicher selbst Akteur am Strommarkt und hat deshalb die Vorgaben von Fahrplänen einzuhalten [6], bzw. es entstehen durch diese Art Ausgleichsenergiekosten. Die Fahrpläne sind an eine 15-minütige kontinuierliche Leistungserbringung gebunden, und ihre Anmeldung hat vom Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) mit einer Vorlaufzeit von  $t_{\text{Anm}} = 15$  min an den Bilanzgruppenkoordinator (BKO) zu erfolgen und ist zu jeder vollen Viertelstunde möglich. Im ungünstigsten Fall findet aufgrund der diskretisierten Auslösezeitpunkte die Auslösung also nach knapp 30 min. statt. Die dabei zu berücksichtigende Diskretisierungszeit  $t_{\text{Disk}}$  ist abhängig von der aktuellen

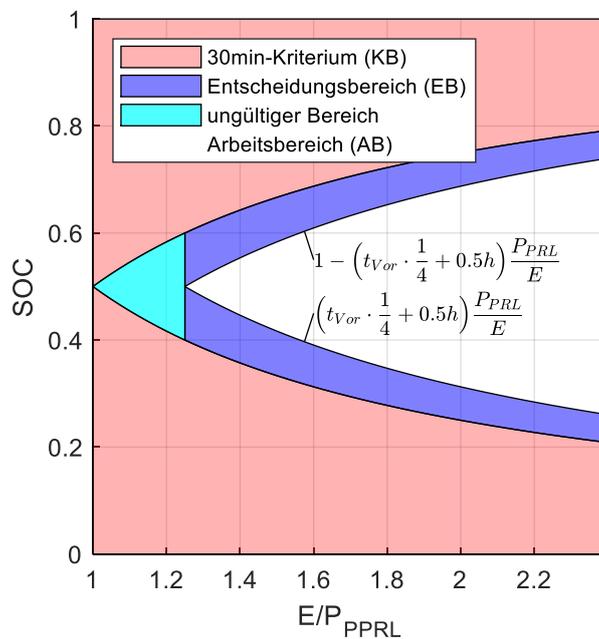
Uhrzeit und gibt die Restzeit zum nächsten Viertelstundenblock im Fahrplanraster an. Im ungünstigsten Fall beträgt  $t_{Disk} = 15$  min. Während der Zeit zwischen Anmeldung und Auslösung eines Fahrplans muss der Batteriespeicher weiter Primärregelleistung erbringen können. Im dazu aufwändigsten Fall kann in der Zeit zwischen Anmeldung und Auslösung ( $t_{vor}$ ) eines Fahrplans, eine mittlere Frequenzabweichung von  $\pm 50$  mHz angenommen werden (vgl. [7]), wobei damit an der Grenze zum Alert State gerade noch der Normal State vorliegt. Das heißt, die vorzuhaltende Energie entspricht  $E = t_{vor} \cdot \frac{50 \text{ mHz}}{200 \text{ mHz}} \cdot P_{PRL}$ , wobei  $P_{PRL}$  eine Vollaktivierung der Primärregelreserve bedeutet. Abbildung 5 zeigt einen Vergleich der beiden Varianten für das SoC-Management, unter Annahme einer konstanten Frequenzabweichung.



**Abbildung 5: Vergleich der Verfahren für das SoC-Management**

Abbildung 6 zeigt den Arbeitsbereich, in Abhängigkeit der Speicherkapazität und der angebotenen Primärregelleistung, der sich durch das 30-Minuten-Kriterium ergibt. Das 30-min-Kriterium ergibt einen Bereich (KB), welcher im Normal State nicht erreicht werden darf. Aufgrund der vorzuhaltenden Energie für die Zeit  $t_{vor}$  zeigt die Abbildung 6 außerdem einen Entscheidungsbereich (EB), der durch obige Gleichung definiert ist und der den Arbeitsbereich (AB) des Batteriespeichers weiter einschränkt. Überschreitet der Ladezustand (State of charge, SoC) die Grenzen dieses Entscheidungsbereichs, muss die bilanzgruppenübergreifende Nachladung in die Wege geleitet werden. Dieser Vorgang schließt den

Handel und die anschließende Anmeldung des geänderten Fahrplans vom BGV an den BKO mit ein. Die Gesamtdauer für diesen Vorgang bis zur Auslösung des entsprechenden Fahrplans entspricht der Zeit  $t_{vor}$ . Unabhängig von der Zeitdauer, die der Handel benötigt, ist rein aus regulatorischer Sicht eine Minstdauer von  $t_{vor} = t_{Ann} + t_{Disk} = 30$  Minuten für die Auslegung des Entscheidungsbereichs heranzuziehen. Dies bedeutet, dass für diesen Fall ein Kriterium  $E/P_{PRL} > 1,25$  h bei der Speicherauslegung berücksichtigt werden muss. Der Übergang in den Alert State erfolgt bei einer mittleren Frequenzabweichung von größer  $\pm 50$  mHz über eine Zeitdauer von 15 min. Dies entspricht dem Abruf einer mittleren Primärregelleistung von  $1/4 \cdot P_{PRL}$ . Bezüglich der Auslegung der Mindestleistung wird deshalb in den Präqualifizierungsbedingungen [4] eine Überdimensionierung mit  $P_{Ges} = P_{FPL} + P_{PRL} > 1,25 \cdot P_{PRL}$  festgeschrieben, um somit durch eine stationäre Arbeitspunktverschiebung die kontinuierliche Primärregelabgabe theoretisch kompensieren zu können. Dabei entspricht  $P_{FPL}$  der für die Nachladung verfügbaren Leistung.



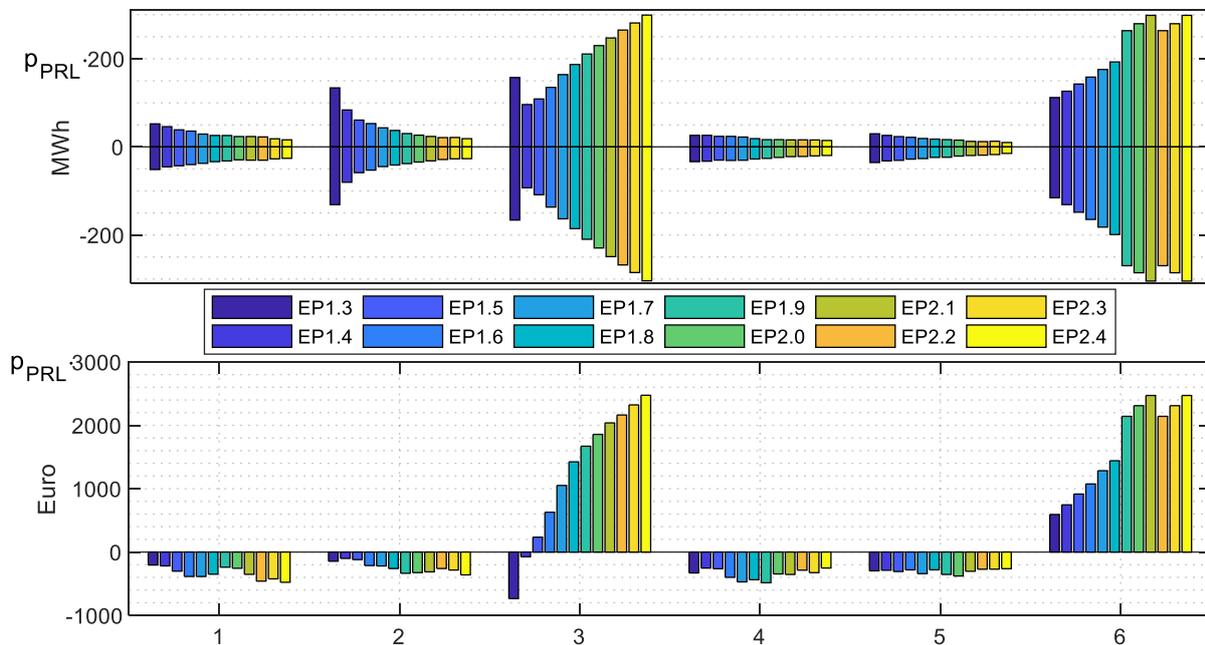
**Abbildung 6: Speicherverhältnis bei stationären Batteriespeichern unter Annahme einer Vorlaufzeit von  $t_{vor} = 0,5$  h**

Es wurden 6 Varianten, welche in Tabelle 1 zusammengefasst sind, zur Untersuchung ausgewählt und simuliert.

**Tabelle 1: Übersicht der untersuchten Varianten**

Zeitkriterium	Vorlaufzeit	Nachlade- strategie	Ziel SOC	Variante
0,5 h	0,5 h	(a)	0,5	1
0,5 h	0,5 h	(b)	0,5	2
0,5 h	0,5 h	(b)	variabel	3
0,25 h	0,5 h	(a)	0,5	4
0,25 h	0,5 h	(b)	0,5	5
0,25 h	0,5 h	(b)	variabel	6

Abbildung 7 zeigt die entsprechenden Ergebnisse der durchgeführten Simulationen.



**Abbildung 7: Vergleich der benötigten Energiemengen und des erzielbaren Erlöses bei der Nachladung unter Verwendung unterschiedlicher Nachladestrategien nach Tabelle 1 in Abhängigkeit des  $E/P_{PRL}$ -Verhältnisses bei einer Leistung zur Primärregelung von 1 MW. Eine erhöhte Primärregelleistung geht linear in die Ergebnisse ein.**

Abbildung 7 zeigt im oberen Teil die erforderlichen Energien für das Lademanagement für die 6 Varianten aus Tabelle 1, in Abhängigkeit vom  $E/P_{PRL}$ -Verhältnis im Vergleich. Positive Werte bedeuten dabei abgegebene und negative Werte aufgenommene Energie. Eine vergrößerte Leistung  $P_{PRL}$  geht aufgrund der linearen Beziehung, welche eine vergrößerte Primärregelleistung auf die Nachladeenergie hat, direkt in die erforderliche Energie für das Lademanagement ein. Die Ergebnisse gelten also gleichermaßen für größere Primärregelleistungen bei entsprechender Multiplikation der Achsenwerte. Gleiches gilt für den unteren Teil der Abbildung.

Für Variante 1 und Variante 2 ist mit zunehmenden  $E/P_{PRL}$ -Verhältnis eine Abnahme der nötigen Energien für das Lademanagement zu beobachten. Für Variante 3 ergibt sich in Abhängigkeit des  $E/P_{PRL}$ -Verhältnisses eine Zunahme, da aufgrund der dynamischen Anpassung des Ziel-Soc's die Abstände zum Entscheidungsbereich öfter eine Nachladung auslösen als im Falle der beiden anderen

Varianten. Für Variante 2 und Variante 3 tritt für geringe  $E/P_{PRL}$ -Verhältnisse eine höhere Energie für das Lademanagement auf, da der verbleibende Arbeitsbereich relativ gering ausfällt. Während eines Ladevorgangs hat die Leistung zur Erbringung von Primärregelung viel größeren Einfluss auf den SoC als für größere  $E/P_{PRL}$ -Verhältnisse, wodurch nach Abschluss einer Nachladung der Fall eintreten kann, dass sofort wieder der Entscheidungsbereich erreicht wird.

Der untere Teil der Abbildung zeigt die Kosten bzw. Erlöse welche sich durch das Lademanagement ergeben. Dazu wurden die durchgeführten Nachladungen mit den zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Intradaypreisen multipliziert. Negative Preise stellen dabei Kosten dar, positive stellen Erlöse dar. Es zeigt sich, dass durch das Nachlademanagement für Variante 1 und Variante 2 Kosten anfallen, wohingegen mittels Variante 3 ab einem  $E/P_{PRL}$ -Verhältnis von 1,5 Erlöse erwirtschaftet werden können. Aufgrund der verhältnismäßig geringen Energiemengen sind durch Arbitragegeschäfte auf die Art zwar keine erheblichen Erträge zu erwarten, jedoch ist es sinnvoll das Lademanagement optimiert durchzuführen, sodass zumindest keine Kosten anfallen.

Die Varianten 4-6 entsprechen den Varianten 1-3 bis auf die Anpassung des 30-Minuten-Kriteriums auf ein 15-Minuten-Kriterium. Die erforderliche Energie für das Lademanagement ist im Gegensatz zu den Varianten 1-3 nur geringfügig niedriger. Es ist davon auszugehen, dass bei Vorliegen einer Frequenzabweichung diese tendenziell solange vorliegt, dass auch der vergrößerte Arbeitsbereich nicht dazu beiträgt, das Lademanagement zu reduzieren. Für die beiden Varianten 5 und 6 ist jedoch zu beobachten, dass im Fall von niedrigen  $E/P_{PRL}$ -Verhältnissen eine geringere Energie als für Variante 2 und 3 nötig ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die oben beschriebenen Probleme bei der Nachladung durch den vergrößerten Arbeitsbereich nicht mehr auftreten. Für Variante 6 können zudem unabhängig vom  $E/P_{PRL}$ -Verhältnis Erlöse durch das Lademanagement erzielt werden.

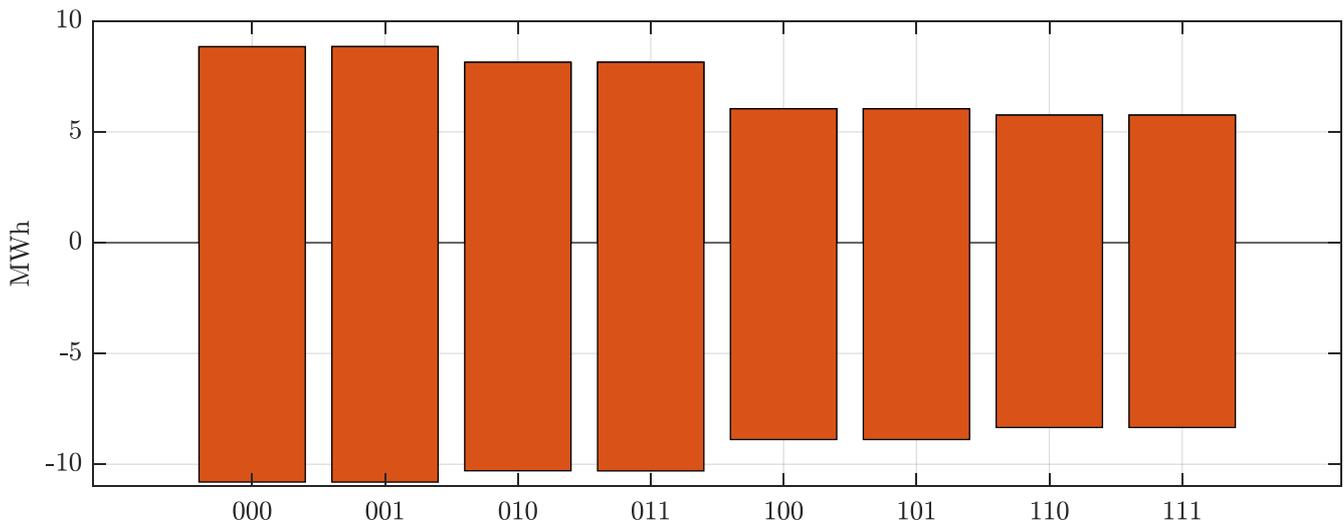
Eine detaillierte Beschreibung der durchgeführten Untersuchungen wurde in [8] publiziert.

## **Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelung**

In [9] sind Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelleistung festgesetzt, welche zum Ziel haben, das SoC-Management im Rahmen der Primärregelleistungserbringung zu entlasten. Im Wesentlichen lassen sich diese Freiheitsgrade auf folgende Punkte zusammenfassen:

- Übererfüllung der Statik  $P(f)$  bis zu 120 %,
- Ausnützung des Frequenztotbands,
- Anpassung des Leistungsgradienten.

Die Voraussetzung für diese drei Freiheitsgrade ist, dass sie sich nicht nachteilig auf die Frequenzregelung auswirken. Beispielhaft ist es nicht zulässig innerhalb des Frequenztotbands bei Frequenzen kleiner 50 Hz Leistung zu beziehen. Mithilfe von Offline - Simulationen wurde untersucht, welchen Einfluss diese Freiheitsgrade auf die notwendige Energie für das SoC – Management haben. Ein entsprechendes Ergebnis ist in Abbildung 8 dargestellt.



**Abbildung 8: Einfluss der Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelung auf die notwendige Energie des SoC-Managements. Verglichen werden die drei Freiheitsgrade [Übererfüllung, Totband, Gradient]; "1" bedeutet der zugehörige Freiheitsgrade ist aktiviert, "0" bedeutet er ist deaktiviert.**

Die Abbildung 8 verdeutlicht, dass durch Aktivierung der Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelung die notwendige Energie für das SoC-Management bis zu 30 % reduziert wird. Der Freiheitsgrad Totband hat dabei den größten Einfluss auf die Reduktion der nötigen Energie. Eine detaillierte Beschreibung der durchgeführten Untersuchungen wurde in [10] publiziert.

### Virtuelle Schwungmasse

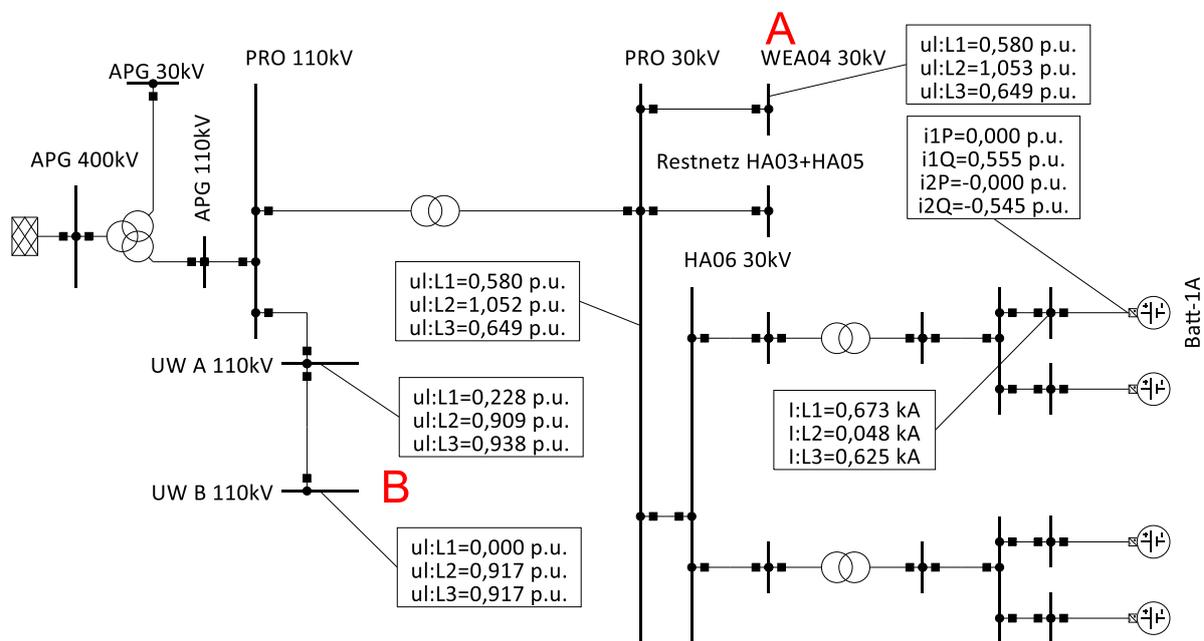
Die Funktion virtuelle Schwungmasse ist maßgeblich von der Güte der Frequenzmessung abhängig. Zu diesem Zweck wurde der Einfluss der Frequenzmessung in [11] simulationstechnisch eingehend untersucht. Oftmals wird zur Frequenzmessung eine Phase Locked Loop (PLL) eingesetzt, deren Ausgangssignal einer Filterung unterzogen wird um Oberschwingungen und Unsymmetrien der Eingangssignale zu filtern. Dadurch entsteht ein Zeitverzug, welcher in einer Regelschleife der virtuellen Schwungmasse Stabilitätsprobleme verursachen kann, insbesondere bei hohen Werten der Verstärkung. Im Rahmen einer Kleinsignalstabilitätsanalyse wurde deshalb in [11] der Einfluss verschiedener Frequenzmessverfahren und zugehörige Filterung und deren Einfluss auf eine Umsetzung einer virtuellen Schwungmasse untersucht.

### Dynamische Netzstützung

Umrichterbasierte Einspeisungen konnten bisher in Kurzschlussberechnungen aufgrund ihrer geringen Anzahl und ihrem verhältnismäßig geringen Kurzschlussbeitrag vernachlässigt werden. In der aktualisierten Norm zur Kurzschlussrechnung IEC 60909-0:2016 [1] wird eine Berücksichtigung dieser Anlagen ab einem Beitrag zum Kurzschlussstrom von 5 % gefordert. Der Kurzschlussbeitrag wird darin als der einer Stromquelle im Mitsystem angenähert. Das Verhalten im Gegensystem wird nicht näher definiert und es wird angemerkt, dass dieses als projektspezifisch festzusetzen ist. Im Hinblick auf die zunehmende Verbreitung umrichterbasierter Einspeiser können gegebenenfalls Untersuchungen nötig

sein, welche eine detaillierte Abbildung des Kurzschlussverhaltens solcher Anlagen erfordern. In Österreich beschreibt die TOR D4 [12] die Anforderungen von umrichterbasierten Einspeisern im Kurzschlussfall. Die beschriebenen Anforderungen sind aber stellenweise unzureichend definiert. In Deutschland werden in der VDE-AR-N-4110:2017-02 [13] die Anforderungen genauer spezifiziert. Es kann angenommen werden, dass Aktualisierungen der TOR D4 [12] diese Spezifikationen aufgreifen werden. Seit 01.08.2019 wurde die TOR D4 [12] durch die TOR Erzeuger [14] ersetzt, in welcher nun auch für Österreich die Forderung zur Blindstromeinspeisung präzisiert wurde. Um die Möglichkeit zu eröffnen, eine detaillierte Untersuchung von Fehlerfällen mit Kurzschlussstrom-Beiträgen aus umrichterbasierten Einspeisern zu ermöglichen, wurde ein Modell in der Netzberechnungssoftware DlgSILENT PowerFactory erstellt, welches die Anforderungen gemäß VDE-AR-N-4110:2017-02 [13] hinsichtlich des Kurzschlussverhaltens erfüllt. Anhand des erstellten Modells wurde der Einfluss der Demonstrationsanlage auf die Netzgrößen im Kurzschlussfall untersucht und mit den Ergebnissen eines Feldtests gegenübergestellt.

Am Beispiel des beschriebenen Netzabschnitts, welcher in Abbildung 9 gezeigt ist, wurde das Verhalten des vorgestellten Modells und der Einfluss auf die Netzgrößen während verschiedener Fehlerorte und -arten beschrieben. Die Fehlerorte (in Abbildung 9 mit „A“ und „B“ gekennzeichnet) decken sich mit den Fehlerorten der realen Kurzschlussversuche in [15], auf welche in Kapitel 3.4.2 näher eingegangen wird. Im weiteren wird ausschließlich Fehlerort B, der Kurzschlussort im 110-kV-Netz, betrachtet. Als Fehlerarten wurden 2-polige und 3-polige Fehler untersucht. Die k-Faktoren ( $k_1$  im Mitsystem,  $k_2$  im Gegensystem) der Umrichter wurden im Bereich  $0 \leq k \leq 2$  variiert.

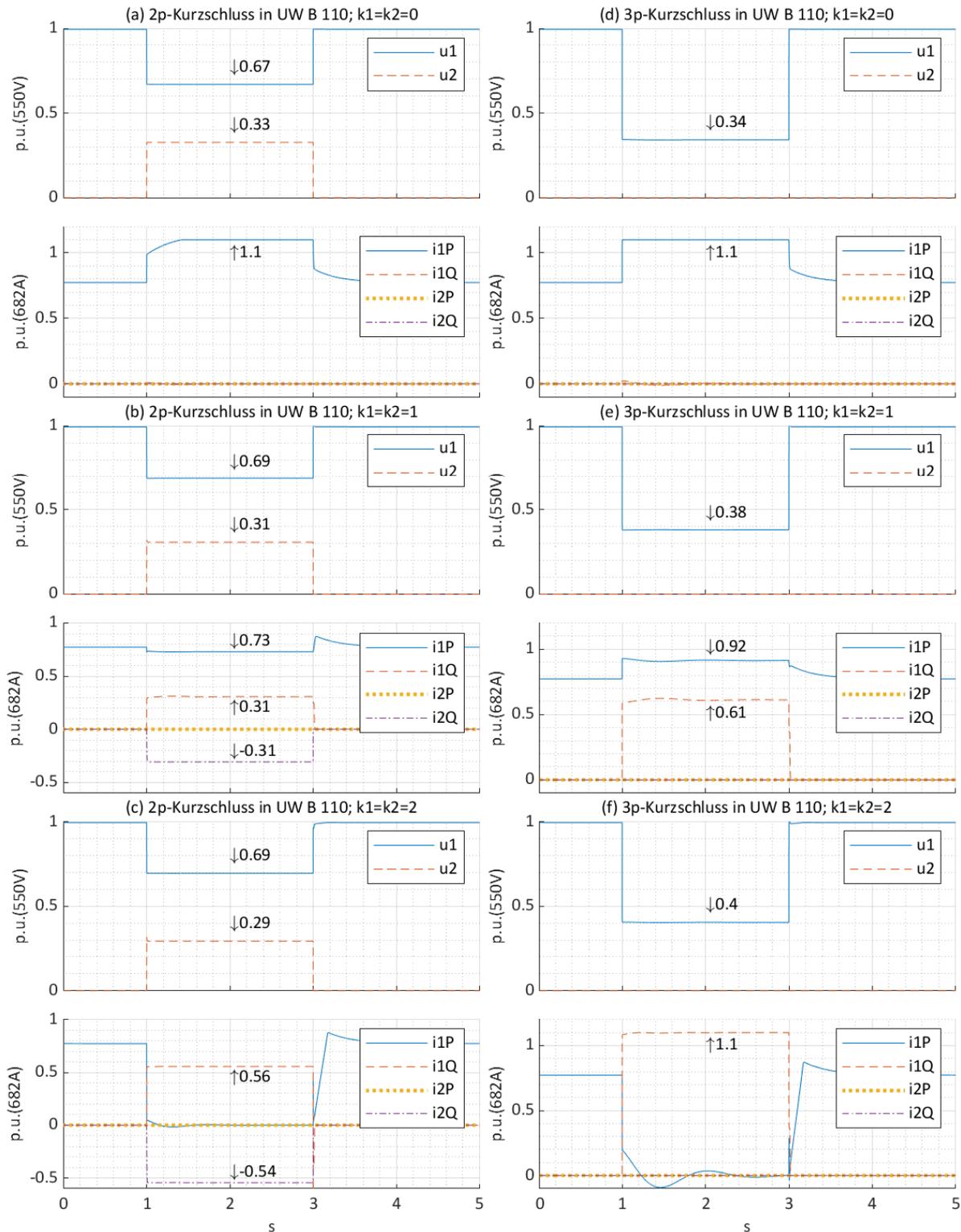


**Abbildung 9: Simulationsergebnisse bei einem 2-poligen Fehler zwischen L1-L2 an der Sammelschiene UW B 110 kV, bei eingestelltem  $k_1=k_2=2$**

Die resultierenden Ströme und Spannungen sind in Abbildung 9 für den Fall eines zweipoligen Kurzschlusses an Fehlerort B eingezeichnet. Das zugehörige dynamische Verhalten ist in Abbildung 10 dargestellt.

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



**Abbildung 10: Simulierte Kurzschlussverläufe; Angaben im Erzeugerzählpeilsystem; Legende: u1 ... Mitsystemspannung, u2 ... Gegensystemspannung, i1P ... Mitsystemwirkstrom, i1Q ... Mitsystemblindstrom, i2P ... Gegensystemwirkstrom, i2Q ... Gegensystemblindstrom**

Eine detaillierte Beschreibung des Modells und der durchgeführten Untersuchungen wurde in [16] publiziert.

## 3.3 Labortests und Echtzeit – Simulationen

Die Labortests dienen der Validierung und ggf. Weiterentwicklung der SGBS Funktionen. Die Controller Hardware-In-the-Loop (C-HIL) - Tests, umfassen Tests, welche im Labor bzw. Feld entweder aus betrieblichen oder sicherheitstechnischen Aspekten nicht durchgeführt werden können. Dies sind z.B.: Parametervariationen der verschiedenen Funktionen oder Überprüfung der virtuellen Schwungmasse bzw. Bereitstellung der Primärregelleistung im Feld, da diese eine Änderung der Netzfrequenz bedingen. Die getesteten Funktionen der Labortests und der C-HIL-Tests umfassen:

- Wirkleistungsabgabe
- Blindleistungsabgabe
- Verhalten bei Spannungseinbrüchen (LVRT – Tests)
- Bereitstellung von virtueller Schwungmasse
- Bereitstellung von Primärregelleistung
- Inselbetrieb<sup>1</sup>
- Genauigkeit der internen Frequenzmessung<sup>1</sup>

### 3.3.1 Laboraufbau

In Abbildung 11 ist das Einlinienschalbild des SmartEST Labors zu sehen. Das SmartEST Labor bietet eine Forschungs- und Simulationsinfrastruktur, um die Wechselwirkungen zwischen Komponenten (z.B. Wechselrichter, Speicher oder Elektrofahrzeugen) und Netz unter realitätsnahen Bedingungen zu analysieren. Die Laborinfrastruktur umfasst dabei

- Netzsimulatoren für Niederspannungsnetze bis 800kVA
- Einrichtung für LVRT und FRT Tests
- Regelbare Leistungsimpedanz
- Gleichspannungsquellen bis 960 kVA

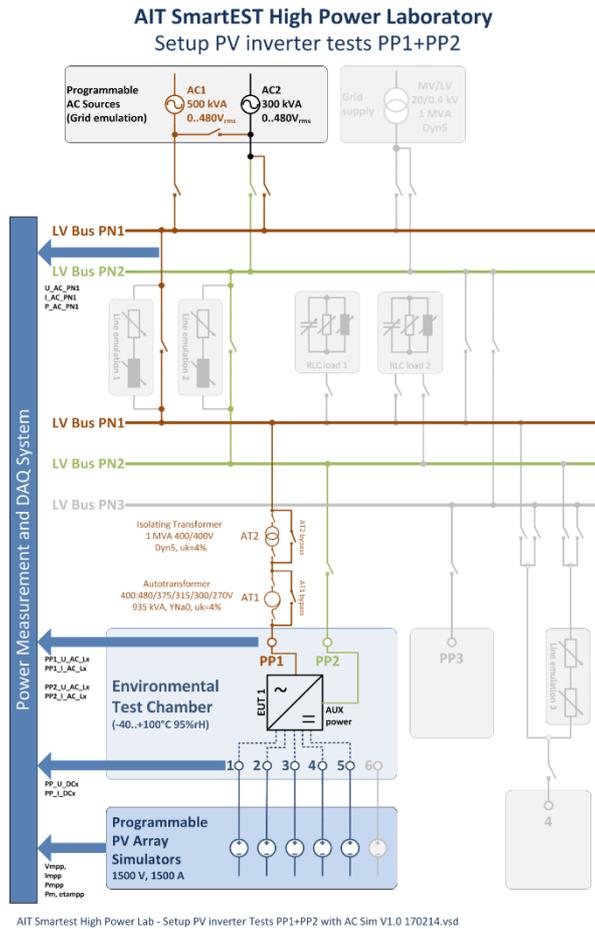
Da das SGBS insgesamt eine maximale Leistung von 2,5 MW aufweist und modular aus vier Wechselrichtern aufgebaut ist, wurden die Labortests lediglich mit einem einzigen Teilsystem mit 650 kW durchgeführt. Dadurch konnte sichergestellt werden, dass die maximal zulässige Leistung für die Laborinfrastruktur nicht überschritten wird.

Für die Untersuchung der Funktionen, virtuelle Schwungmasse und Primärregelleistung wurden Frequenzprofile erstellt und mit Hilfe der Netzsimulatoren konnten diese simuliert werden.

Für komplexere und zeitlich längere Frequenzprofile wurde die Tests mit dem C—HIL Setup durchgeführt.

---

<sup>1</sup> Nicht im Labortest, nur mit Hilfe von C-HIL getestet. Alle Funktionen wurden im Rahmen der Feldtests untersucht.



**Abbildung 11 SmartEST Labor**

### 3.3.2 C-HIL Modelle und Aufbau

Das für die C-HIL Simulation erstellte Modell wurde gemäß der Testspezifikation um das Basismodell, bestehend aus Booster (2) und Inverter (3) um folgende Elemente erweitert (siehe Abbildung 12):

- Batteriemodell (1) (Echtzeitsystem) und Batteriemangement System (externes Python Programm)
  - Modell des SmartEST (4) - Low Voltage ride through (LVRT) Test Einheit inkl. entsprechender Transformatoren
  - Modell für Feldtests (4) – dabei wurde das Netz an dem das SGBS angeschlossen ist entsprechend modelliert um die Feldtests entsprechend nachbilden zu können.

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

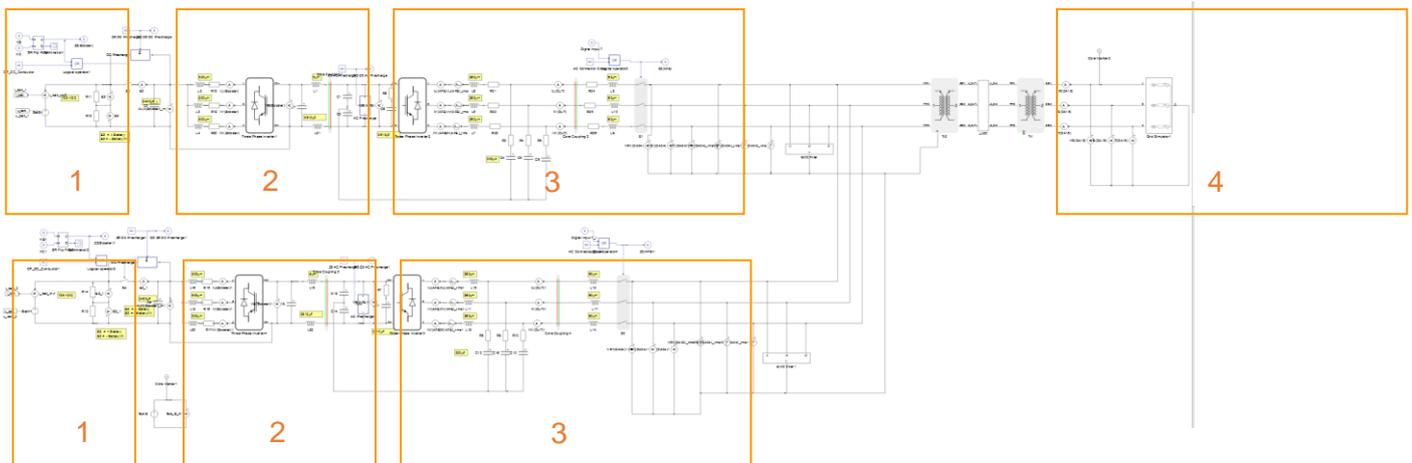


Abbildung 12 C-HIL Modell [1]

Der erweiterte C-HIL Aufbau ist in Abbildung 13 dargestellt. Dabei wurde der Aufbau um den sog. „Local Controller“ (durch den Hersteller bereitgestellt) und einem BMS erweitert. Der Local Controller stellt eine übergeordnete Regelung für das gesamte SGBS dar. Mit der Einbindung des Local Controllers ist eine umfassende Simulation und automatische Steuerung des SGBS möglich. Es wurde für jeden einzelnen Test eine entsprechende Python Applikation erstellt, welche das System automatisch parametrieren (z.B.: Wirkleistungsvorgabe, Blindleistungsvorgabe etc.) und die für den Test notwendigen Modi aktiviert (z.B.: Wirkleistungsbereitstellung, Bereitstellung von Primärregelleistung).

Es wurde auch das Batteriemanagementsystem (BMS) in den C-HIL Aufbau integriert. Dabei wird ein angepasstes Batteriemodell mit Hilfe des Echtzeitsystems simuliert und die Messwerte an das emulierte BMS (Python Applikation) übertragen.

Für die Validierung der Feldtests wurde auch ein Schutzgerät (parametriert und bereitgestellt durch Projektpartner Netz Niederösterreich GmbH) um den Einfluss der Schutztechnik auf das Verhalten des SGBS untersuchen zu können. Dafür wurde ein Verstärker an das C-HIL System gekoppelt, da das Schutzgerät eine Nennspannung von  $100 V_{\text{eff}}$  aufweist.

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

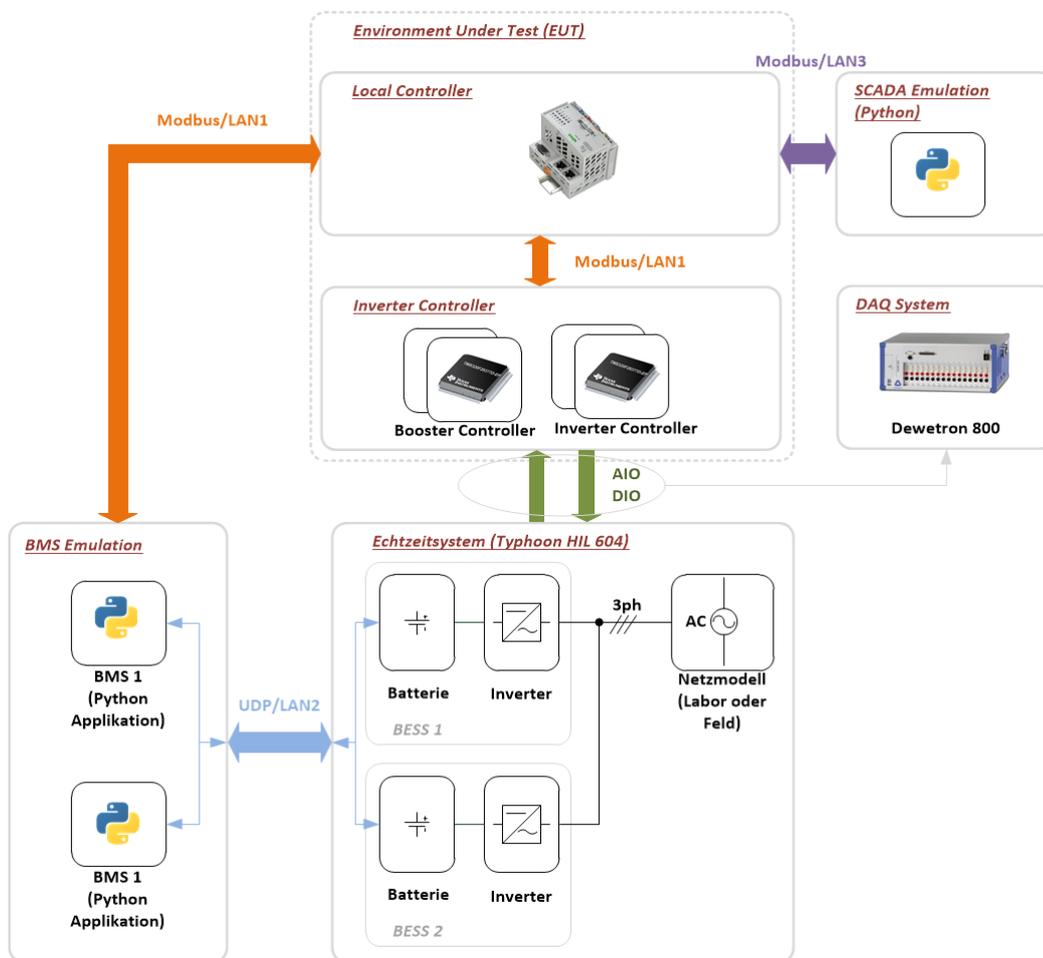


Abbildung 13 Erweiterter C-HIL Aufbau mit Local Controller und BMS [1]

Für das Echtzeitsystem wurden zwei verschiedene Modelle entwickelt:

- Smartest Labor
- Feldmodell Prottes

In Abbildung 14 ist das Schema für das Modell des SmartEST Labors zu sehen. Dabei wird ein Teil der Laborinfrastruktur abgebildet. Ausgehend von einem idealen Mittelspannungsnetz ist das SGBS über einen Mittelspannungstransformator (Dy5 32 kV/550 kV) mit einer sogenannten LVRT-unit, zur Erzeugung von Spannungseinbrüchen, verbunden. Dabei können verschieden Impedanz Einstellungen verwendet werden um damit die tiefe der Spannungseinbrüche zu bestimmen. Mit Hilfe von gesteuerten Thyristoren kann ein exakter Einschaltzeitpunkt vorgegeben werden.

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

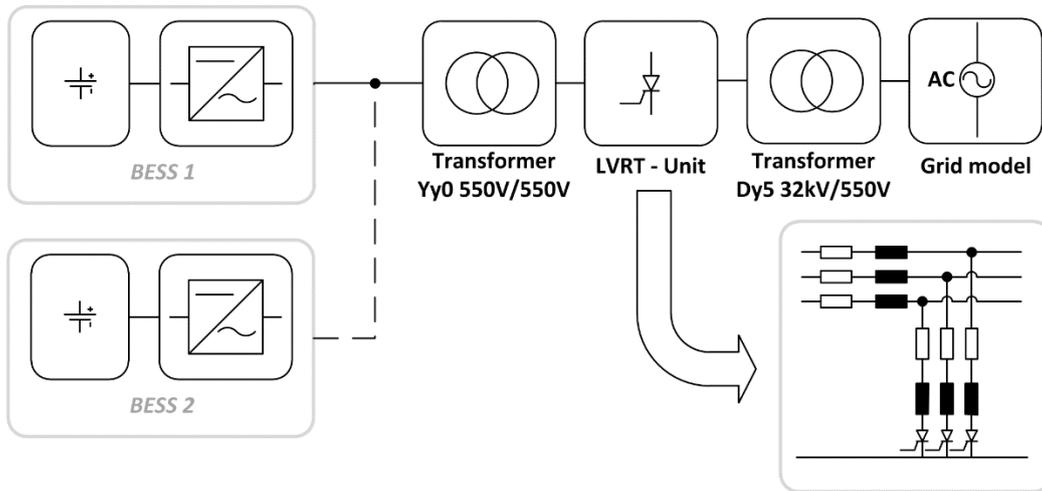


Abbildung 14 Schema des C-HIL Modells für SMARTEST Labor [1]

Ebenso wird das reale Netz für die Validierung der Feldversuche bzw. erweiterte Feldversuche modelliert, siehe Abbildung 15.

In Anbetracht der Tatsache, dass das SGBS mit vier Wechselrichtern arbeitet, aber für das C-HIL-Setup nur zwei Wechselrichter-Controller verfügbar sind, wird die Nennleistung der simulierten Wechselrichter verdoppelt, um die gleichen Auswirkungen im Netz zu erhalten wie in den realen Versuchen.

Um dies zu realisieren wird ein zweites SGBS mit Hilfe einer gesteuerten Stromquelle simuliert, deren Spannungs- und Stromwellenformen mit dem ersten SGBS synchronisiert ist. Ein digitales Schutzgerät (CDMR-51/G0411) ist ebenfalls das C-HIL Modell angeschlossen um die Auswirkungen der Schutzfunktionen überprüfen zu können.

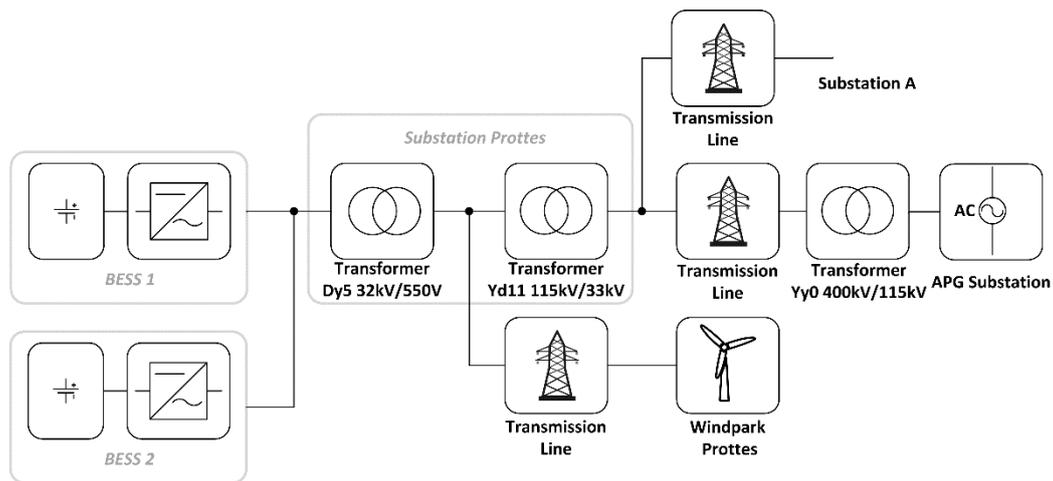


Abbildung 15 Schema des C-HIL Modells für die Feldversuche [1]

### 3.3.3 Analyse der Frequenzmessung

Eine exakte Frequenzmessung ist die Grundlage für die Funktionen virtuelle Schwungmasse und Primärregelung. Untersucht wurde zunächst die stationäre Genauigkeit der Frequenzmessung auf der Platine DA18 (Mittelspannungsmessung), als Vergleichsfrequenzmessung wurde ein Dewetron 800 verwendet, welches eine Genauigkeit von 1,75 mHz (aufgrund einer Genauigkeit der Zeitbasis von 35ppm) besitzt. Dabei konnte zu nächste eine stationäre Abweichung der Frequenzmessung nachgewiesen werden, welche aber durch den Hersteller behoben wurde und anschließend bei einer erneuten Untersuchung nicht mehr aufgetreten ist.

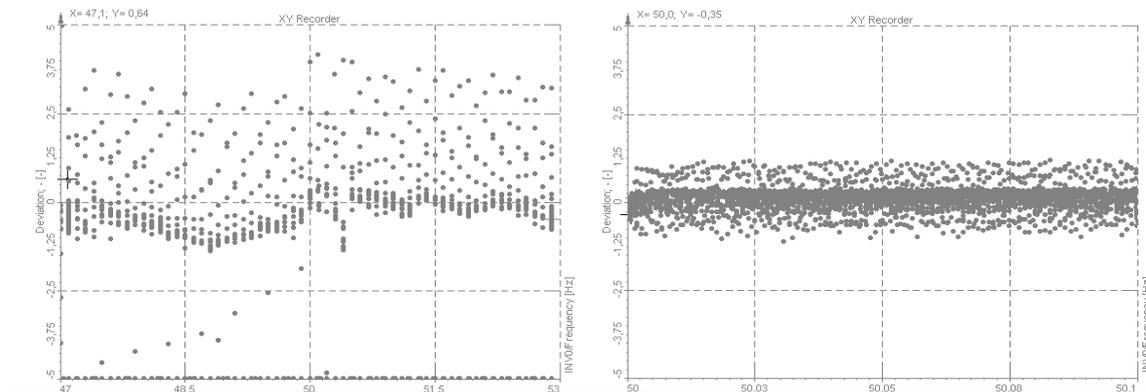
In einem Frequenzbereich von 49 Hz – 51 Hz wurden verschiedene Tests mit unterschiedlicher Frequenzänderungsrate (RoCoF) durchgeführt.

Die folgende Tabelle zeigt die Testsignale (Frequenzrampe).

**Tabelle 2: Einstellungen zur Analyse der Frequenzmessung**

	Frequency range	Time step	Frequency step
Test 1; Abbildung 16a	47Hz->53Hz	5s	100mHz
Test 2; Abbildung 16a	53Hz->47Hz	5s	100mHz
Test 3; Abbildung 16b	50Hz->51Hz	5s	1mHz
Test 4; Abbildung 16b	51Hz->50Hz	5s	1mHz

Abbildung 16 zeigt die Ergebnisse der Analyse der Frequenzmessung.



**Abbildung 16 Analyse der Frequenzmessung - Test 1 & Test 2 (links), Test 3 & Test 4 (rechts), Frequenzschritt 100mHz/1mHz, Frequenzbereich 47Hz-53Hz und 53Hz-47Hz [1]**

Die größeren Abweichungen über  $\pm 1,25$  mHz (Test 1 & Test 2) treten nur während den transienten Frequenzänderungen auf. Für den stationären Zustand konntennur Abweichungen kleiner  $\pm 1,25$  mHz gemessen werden.

### 3.3.4 Analyse der LVRT Fähigkeit

Ziel dieser Prüfungen ist es, das ordnungsgemäße Verhalten des Wechselrichters bei Netzfehlern zu überprüfen:

- Keine Abschaltung für Spannungen über der LVRT-Kurve
- Einspeisung des gewünschten Stroms (spezifiziert durch den K-Faktor)

Der Wechselrichter wird im PQ-Modus betrieben und der LVRT-Modus ist aktiviert und entsprechend parametrisiert:

- Blindstromeinspeisung nach TransmissionCode 2007 [17] oder Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speicher sowie für deren Komponenten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz FGW TR 3 [18]
- K-Faktor ( $K = \frac{\Delta I_B / I_n}{\Delta U / U_n}$ )

Darüber hinaus wurden die Fehlerarten variiert:

- Art des Fehlers (Zweipolig oder Dreipolig)
- Größe und Dauer des Spannungseinbruchs
- Vorfehler Wirkleistung

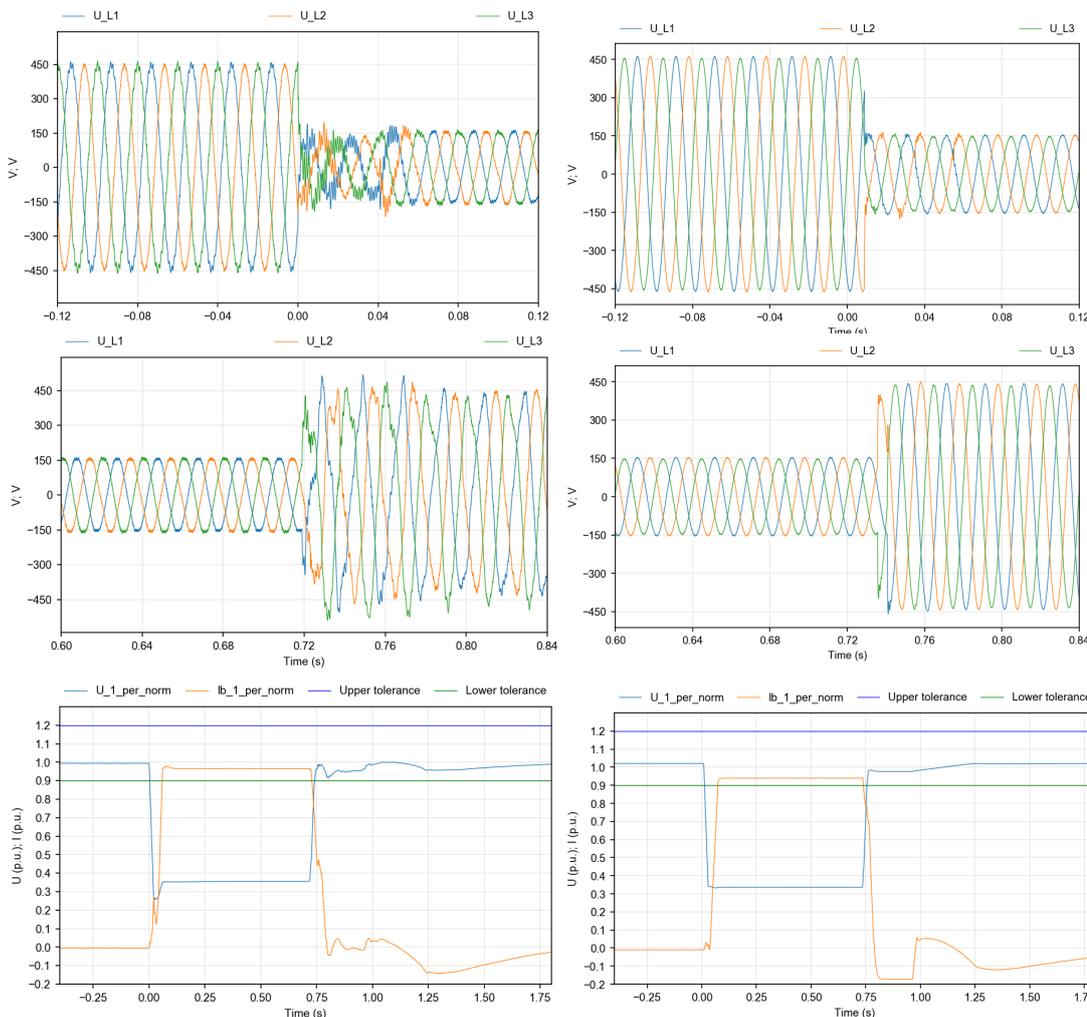


Abbildung 17 Vergleich zwischen realen Labortests und dem C-HIL Aufbau mit einem Spannungseinbruch von 0,3 p.u. der Nennspannung (a) Fehlereintritt, (b) Fehlerende, (c) Validierung des K- Faktors [1]

### 3.3.5 Funktion Primärregelung & virtuelle Schwungmasse

Im folgenden Abschnitt werden die Testergebnisse der Funktion Primärregelung und virtuelle Schwungmasse vorgestellt. Hierfür wurde das C-HIL Modell für Feldversuche verwendet und entsprechende Frequenzverläufe implementiert.

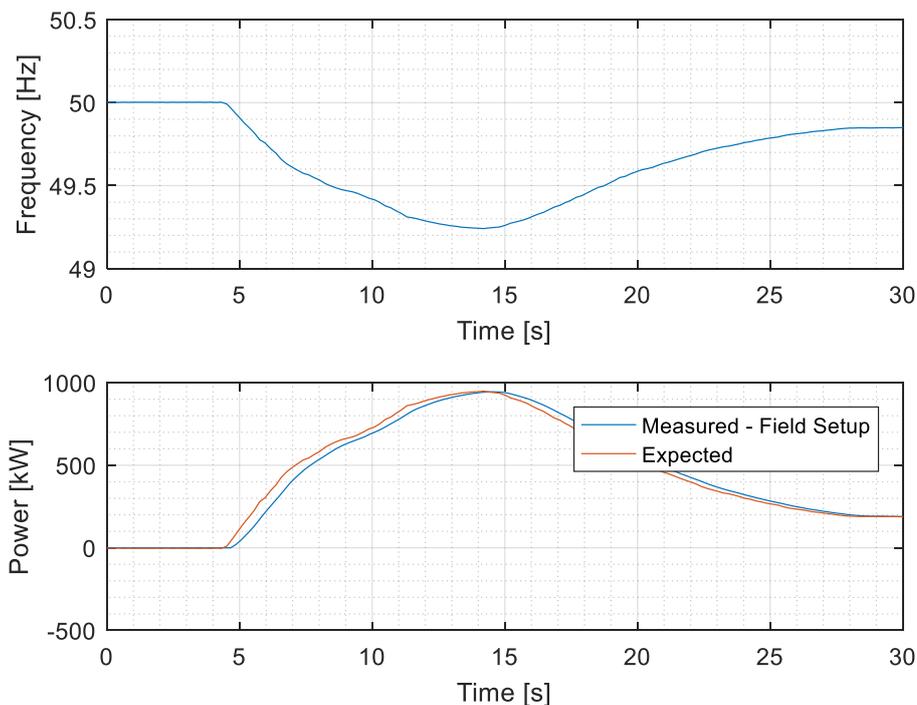
Die Funktion Primärregelung des Speichersystems ist analog zu dem, was bei der konventionellen Erzeugung darunter zu verstehen ist, d.h. die Wirkleistung des Systems ist proportional zu den Frequenzabweichungen:

$$P_{PRL} = -k_p(f - f_0) \tag{1}$$

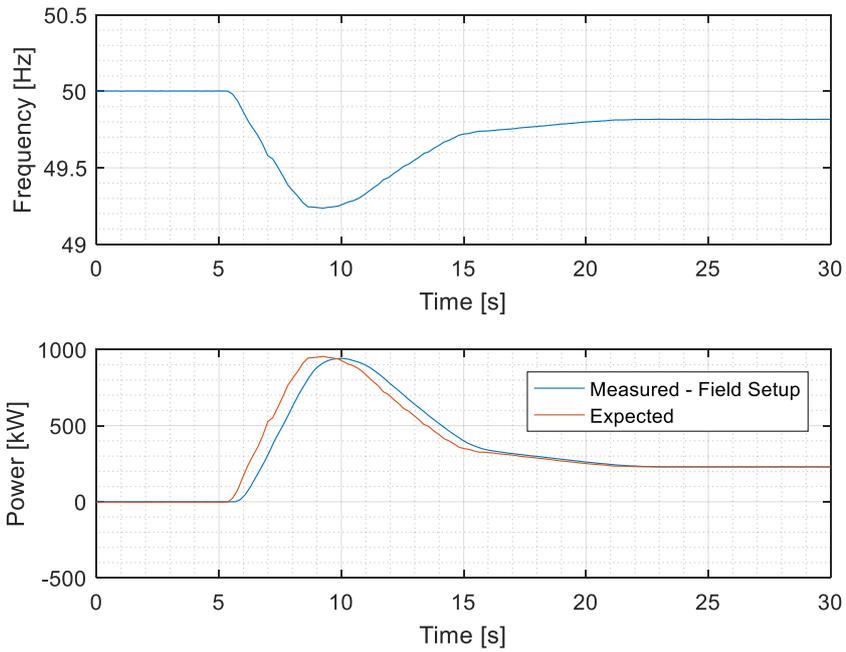
Wobei  $f_0$  die nominale Frequenz unter Standardbedingungen darstellt (50 Hz in Österreich) und  $k_p$  der Einstellwert der Statik ist (typischerweise 0,4%).

Diese ideale Funktion wird durch drei Einschränkungen des Wechselrichters beeinflusst: maximale Ausgangsleistung, maximale Leistungsgradient und vor allem Ansprechverzögerung. Im Falle der Primärregelung ist die Hauptverzögerung auf die Frequenzmessung zurückzuführen. Bei der Frequenzmessung muss man einen Kompromiss eingehen: Während kleine Verzögerungen in Kauf genommen werden, gehen diese auf Kosten einer geringeren Genauigkeit, insbesondere unter unsymmetrischen Bedingungen oder bei Vorhandensein von Oberwellen.

Zuerst bewerten wir die Primärregelung auf typische große Frequenzabweichungen, wie in Abbildung 18 und Abbildung 19 dargestellt. Die Systemantwort reproduziert die erwartete Antwort ziemlich genau, obwohl die oben erwähnte Verzögerung erkennbar ist. Zu beachten ist, dass für diese Tests ein kleiner Wert von (kleiner als derjenige, der typischerweise für die Primärregelung verwendet wird) verwendet wurde, um den linearen Betrieb dieser Funktion zu zeigen und zu vermeiden.

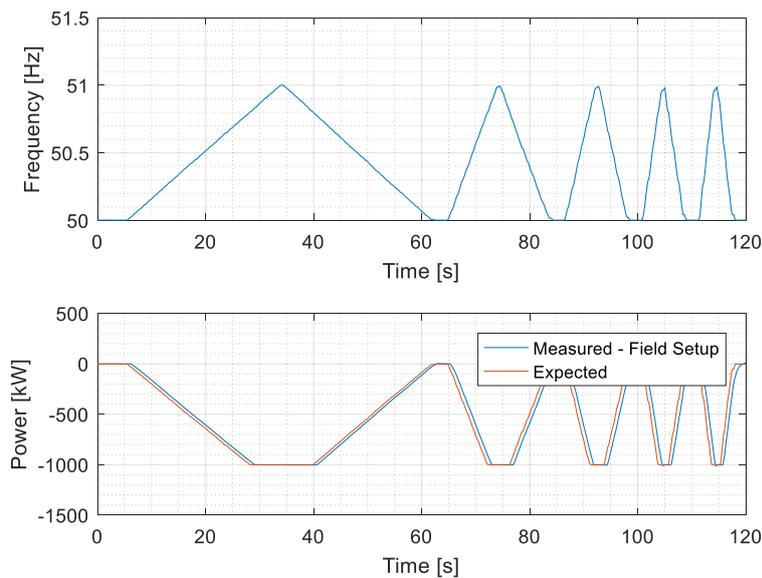


**Abbildung 18 Primärregelung für langsame Frequenzänderungen [1]**



**Abbildung 19 Primärregelung für schnelle Frequenzänderungen [1]**

Die Funktion der Primärregelung wurde auch mit verschiedenen Frequenzänderungsraten getestet, siehe Abbildung 20. Hierbei wurde lediglich eine stärkere Abweichung bei schnellen Frequenzänderung festgestellt.



**Abbildung 20 Primärregelung für verschiedene Frequenzänderungsraten [1]**

Hinsichtlich der virtuellen Schwungmasse soll der Wechselrichter seine Ausgangsleistung in Abhängigkeit von der Ableitung der Frequenz verändern, ebenfalls wie bei der konventionellen Erzeugung:

$$P_{vi} = -k_{vi} \frac{f}{f_0} \frac{df}{dt} \tag{2}$$

Für die Berechnung der Ableitung ist zunächst ein entsprechender Filter, um Rauschen zu dämpfen, erforderlich. Hierfür wird ein Butterworth Tiefpassfilter der 5. Ordnung verwendet. Die Systemreaktion wurde für ein typisches Frequenzprofil und ein Frequenzprofil mit verschiedenen Frequenzänderungen getestet, wie in Abbildung 21 und Abbildung 22 dargestellt. Der Vollständigkeit halber wird auch die erwartete Antwort angegeben, ohne den Einsatz eines entsprechenden Filters.

Es wurde eine signifikante Verzögerung der gefilterten Reaktion beobachtet, allerdings ist kann diese Verzögerung durch schwächere Filterparameter reduziert werden. Es zeigt sich auch, dass das Wirkleistungsverhalten bei sehr niedrigen Frequenzänderungsraten aufgrund der Filterabstimmung nicht sehr stabil ist. In diesem Bereich sind weitere Optimierungen erforderlich, um eine optimale Auswahl der Filterparameter zu treffen. Im Allgemeinen ist es vorteilhaft, eine höhere Genauigkeit für hohe Frequenzänderungsraten zu erreichen, da diese Fälle kritischer für die Systemstabilität sind.

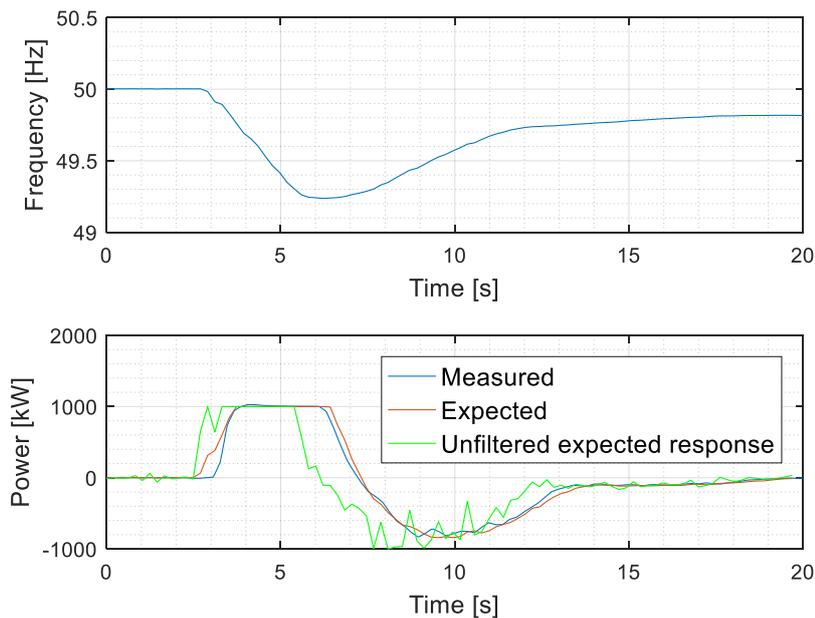
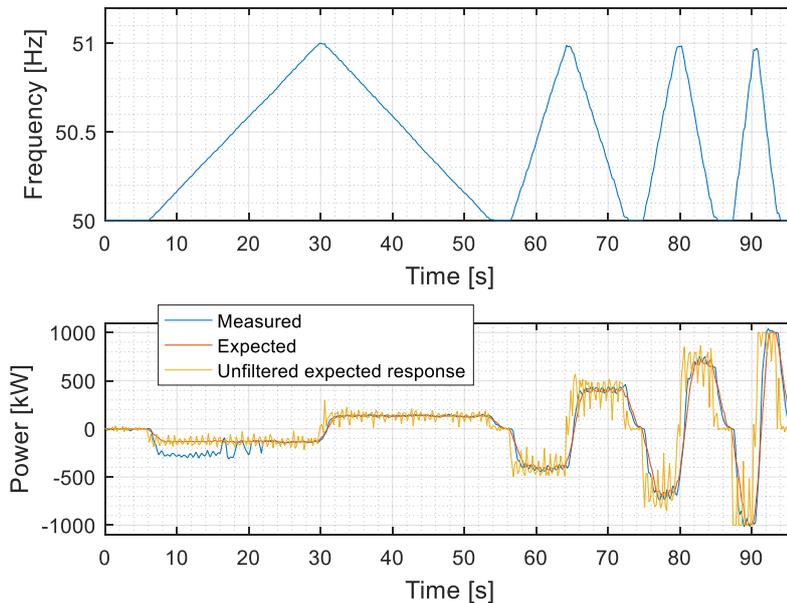


Abbildung 21 Virtuelle Schwungmasse für eine typische Frequenzänderung [1]



**Abbildung 22 Virtuelle Schwungmasse für verschiedene Frequenzänderungen [1]**

Die virtuelle Schwungmasse kann bei einer relativ geringen Durchdringung von nicht rotierenden Energieerzeugern (z.B. Wechselrichter) von Vorteil sein, vorausgesetzt, dass die Ansprechverzögerung im Vergleich zur Netzdynamik klein genug ist.

## 3.4 Inbetriebnahme- und Feldtests

Die Inbetriebnahme der Demonstrationsanlage durch den Hersteller wurde vom Konsortium begleitet. Dazu wurden Inbetriebnahme - Tests konzipiert, welche dazu in der Lage waren die Funktionstüchtigkeit der Gesamtanlage nachzuweisen aber im Rahmen derer auch insbesondere die einzelnen Funktionen getestet wurden. Zudem wurden ausgewählte Feldtests durchgeführt, welche explizit das Kurzschlussverhalten und den Inselbetrieb der Demonstrationsanlage untersuchten.

### 3.4.1 Inbetriebnahme - Tests

Im Zuge der Inbetriebnahme - Tests wurden neben Tests zu den einzelnen, in Kapitel 3.2.1 genannten, Funktionen auch Tests zum verfügbaren Energieinhalt und zur maximalen Leistungsfähigkeit des Batteriespeichers durchgeführt, sowie insbesondere die Eignung zur Erbringung von Primärregelleistung getestet, zusätzlich erfolgte eine Konsistenzprüfung der Steuerung. Im Folgenden wird auf ausgewählte Tests der Inbetriebnahme eingegangen.

#### 3.4.1.1 Effizienzmessungen an der Demonstrationsanlage

Neben der Roundtrip Effizienz der Demonstrationsanlage, wurde der Wirkungsgrad der Umrichter ermittelt.

## Roundtrip Effizienz

Die Roundtrip Effizienz gibt an welcher Anteil der Energie, mit welcher ein Speichersystem geladen wurde, bei der Entladung wieder abgegeben werden kann. Dabei fließen mehrere Verlustanteile mit ein, welche sich unterteilen in

- Verluste der Batteriegruppen,
- Verluste der Umrichter,
- Eigenbedarf der Anlage,
- Sonstige Verluste (Leitungen, Transformatoren, Eigenbedarf, ...).

Werden ausschließlich die Verluste der Batteriegruppen berücksichtigt, ergibt sich die DC-seitige Roundtrip Effizienz. Unter Berücksichtigung der restlichen Verluste ergibt sich die AC-seitige Roundtrip Effizienz. Die Roundtrip Effizienz (RTEFF) wurde gemäß EN 61427 -2 ermittelt. Der Zeitverlauf der durchfahrenen Zyklen des zugehörigen Tests zur Bestimmung der RTEFF ist in Abbildung 23 dargestellt. Die zugehörigen Werte der daraus ermittelten RTEFF sind in Tabelle 3 und Tabelle 4 zusammengefasst.

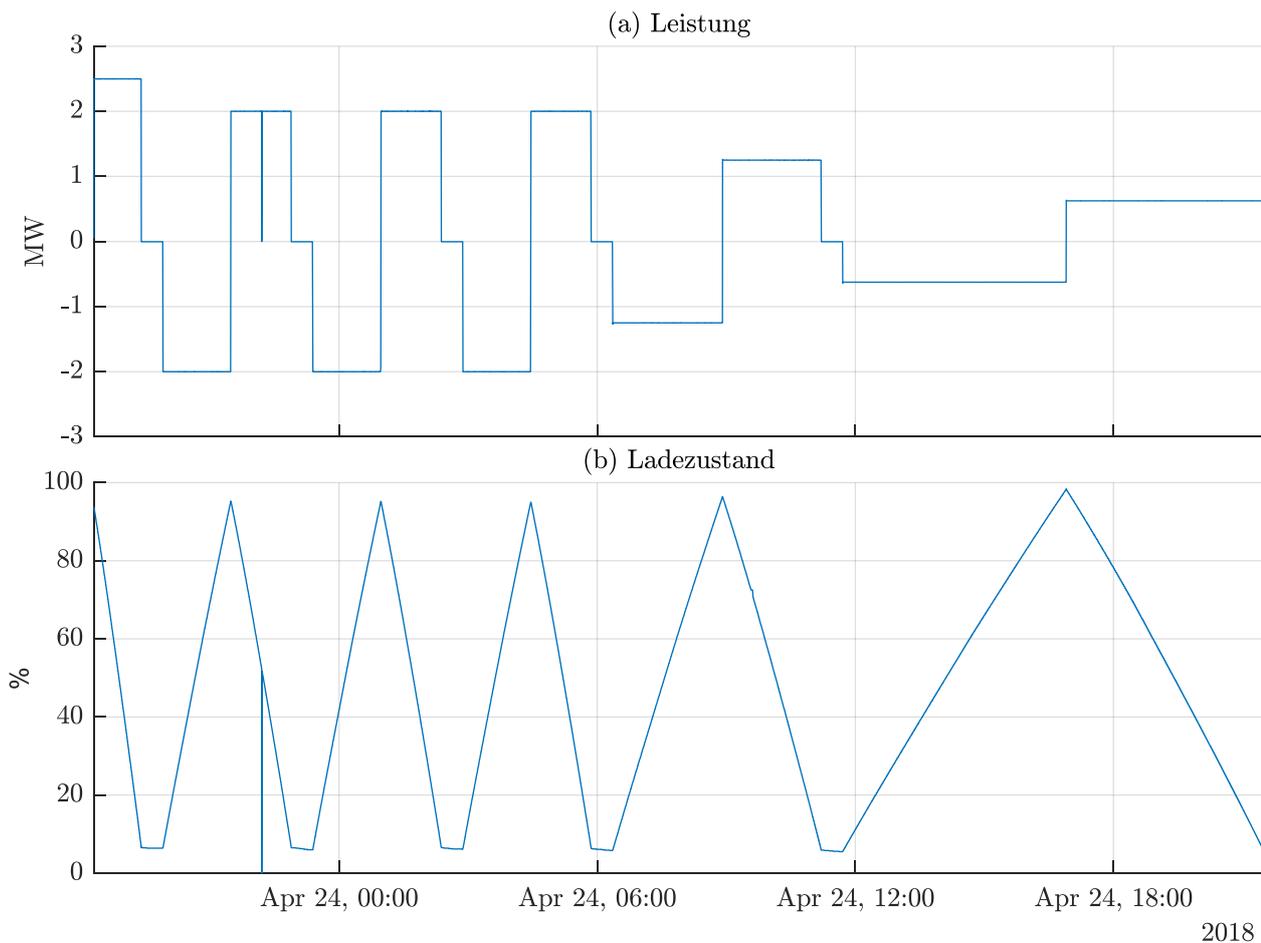


Abbildung 23: Verlauf der Wirkleistung und des Ladezustands zur Messung der Roundtrip Effizienz

**Tabelle 3: Rountrip Effizienz AC-seitig**

	1A	1B	2A	2B
	RTEFF %	RTEFF %	RTEFF %	RTEFF %
<b>1. Zyklus: 2,5MW</b>	90,12	90,00	90,17	90,33
<b>2. Zyklus: 2MW</b>	90,89	90,24	90,69	91,14
<b>3. Zyklus: 2MW</b>	90,43	90,30	90,46	90,63
<b>4. Zyklus: 2MW</b>	90,44	90,23	90,43	90,62
<b>5. Zyklus: 1,25MW</b>	91,60	90,86	91,27	91,68
<b>6. Zyklus: 0,625MW</b>	89,50	89,41	89,38	89,35

**Tabelle 4: Rountrip Effizienz DC-seitig**

	1A	1B	2A	2B
	RTEFF %	RTEFF %	RTEFF %	RTEFF %
<b>1. Zyklus: 2,5MW</b>	96,64	96,40	96,00	96,42
<b>2. Zyklus: 2MW</b>	97,53	96,74	96,59	96,89
<b>3. Zyklus: 2MW</b>	96,98	96,71	96,28	96,51
<b>4. Zyklus: 2MW</b>	97,08	96,76	96,24	96,59
<b>5. Zyklus: 1,25MW</b>	98,91	98,05	97,29	98,20
<b>6. Zyklus: 0,625MW</b>	99,28	99,22	97,55	98,10

## Wirkungsgrad der Umrichter

Der Wirkungsgrad der Umrichter ist abhängig von der DC-Spannung und dem Arbeitspunkt der Wirkleistung. Abbildung 24 zeigt gemessene Wirkungsgradkurven von einem der Umrichter aus Abbildung 4. Die daraus resultierenden -gewichteten (europäischen) Wirkungsgrade [19] sind in Tabelle 5 gegenübergestellt.

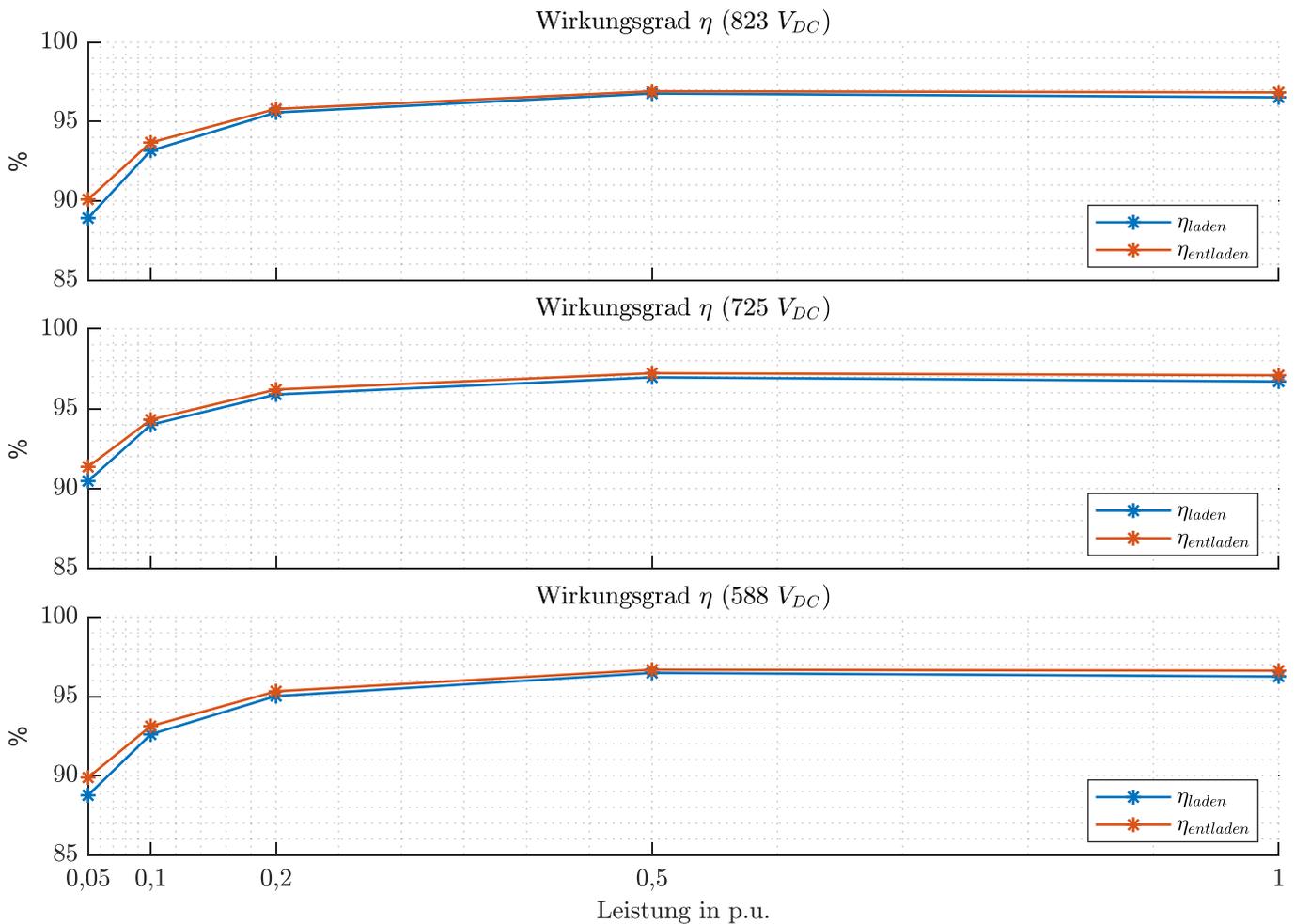


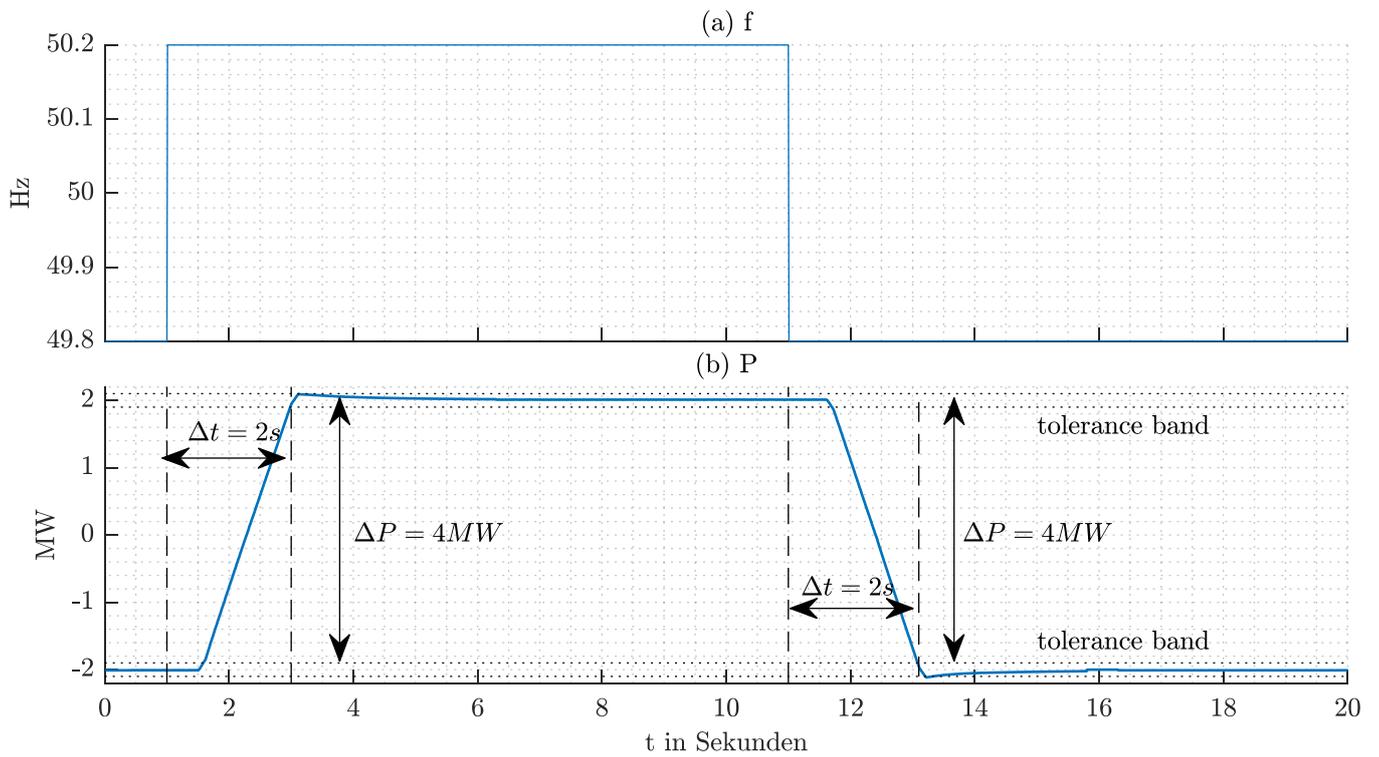
Abbildung 24: Wirkungsgrad eines Umrichters der Demonstrationsanlage bei unterschiedlichen DC-Spannungen

Tabelle 5: Europäische Wirkungsgrade eines Umrichters der Demonstrationsanlage

	Laden	Entladen
<b>823 V</b>	96,04%	96,28%
<b>725 V</b>	96,32%	96,64%
<b>588 V</b>	95,68%	95,98%

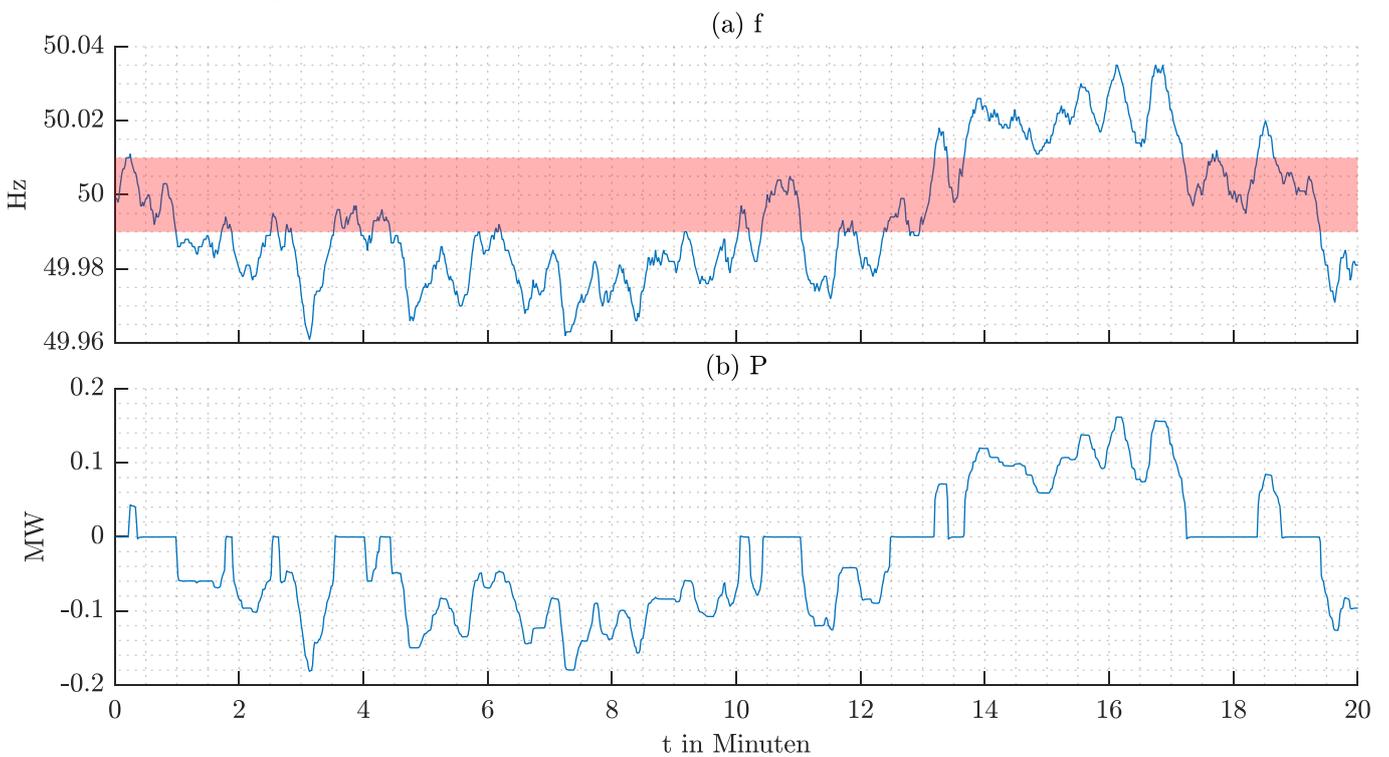
### 3.4.1.2 Funktion Primärregelung

Aufgrund von regulatorischen Rahmenbedingungen [4] gelten für technische Einheiten, welche sich an der Primärregelung beteiligen, Anforderungen zur Schnelligkeit der Aktivierung sowie zur Einhaltung eines Frequenztotbands. Zum Nachweis dieser beiden Anforderungen zeigt Abbildung 25 die zugehörige Messkurve an der Demonstrationsanlage zum Nachweis der erforderlichen Schnelligkeit.



**Abbildung 25: Funktionstest zur Primärregelung; Schnelligkeit der Frequenzregelung**

Die Abbildung 26 zeigt die Einhaltung des Frequenztotbands von  $\pm 10$  mHz an der Demonstrationsanlage.



**Abbildung 26: Funktionstest zur Primärregelung; Einhaltung des Frequenztotbands**

### 3.4.1.3 Funktion SOC-REG

Die Funktion SoC-REG hat zum Ziel einen definierten Ladezustand herzustellen. Als Parameter der Funktion wird ein Leistungswert vorgegeben, welcher je nach Ladezustand und dem Verhalten anderer Funktionen solange ausgeführt wird, bis ein parametrisierte Ziel-SoC erreicht wird. Abbildung 27 zeigt dazu einen zugehörigen Funktionsnachweis.

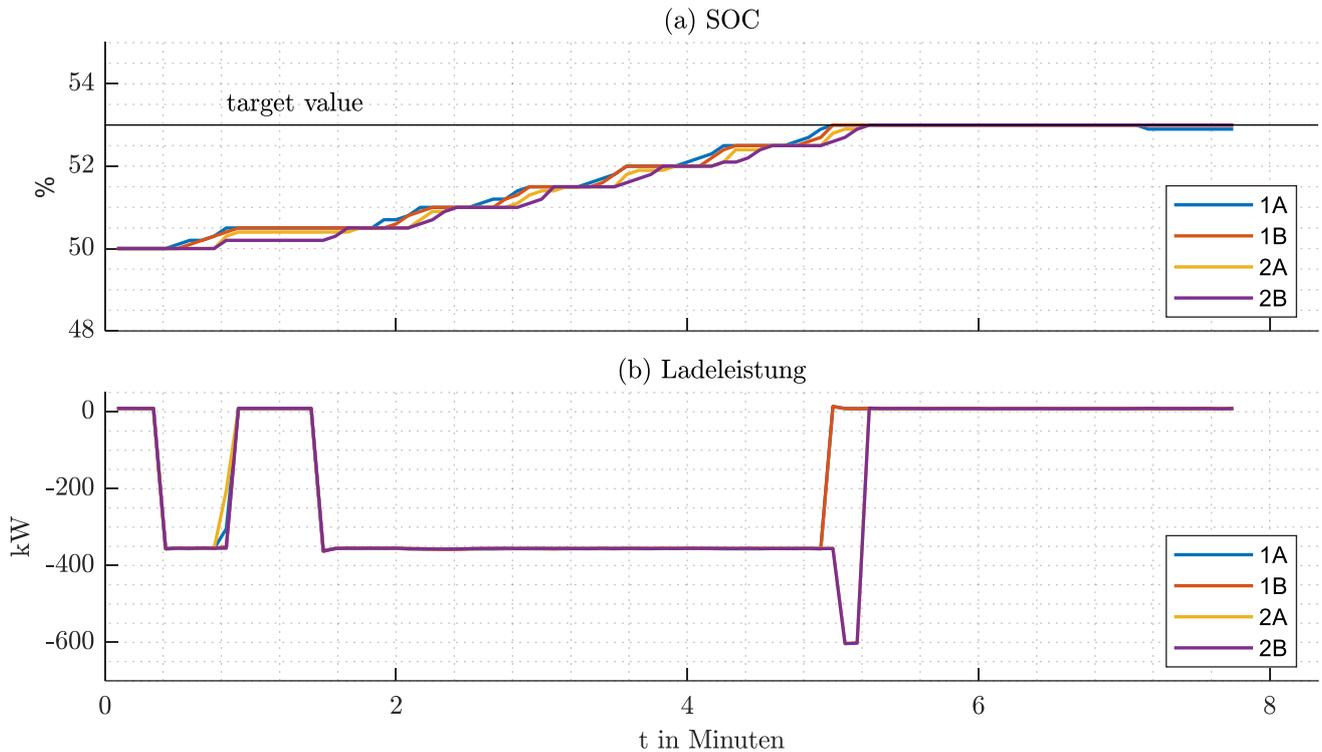


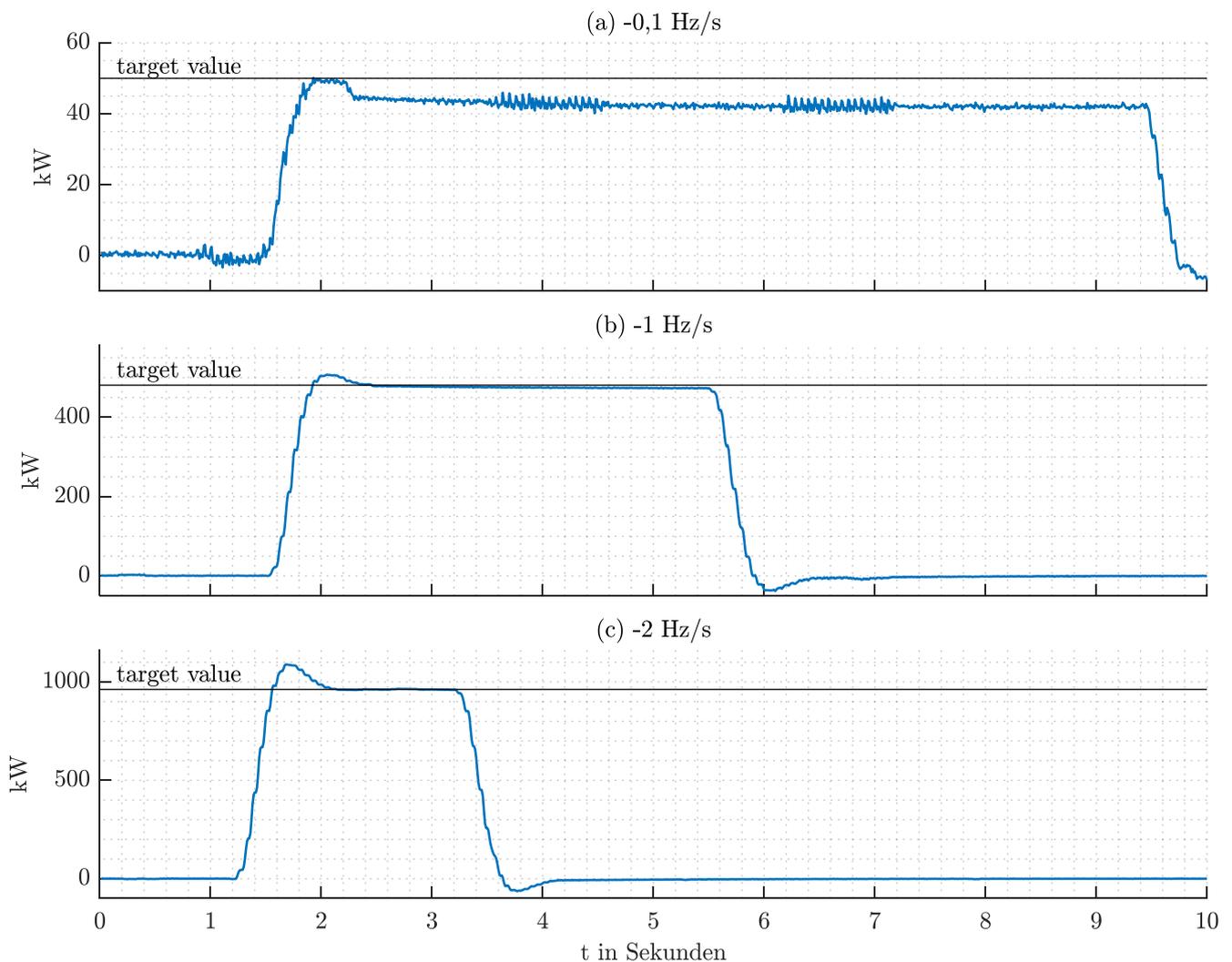
Abbildung 27: Funktionstest, Ladezustandsregelung, 53%

### 3.4.1.4 Funktion VSM

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des Funktionstests für die virtuelle Schwungmasse präsentiert. Die virtuelle Schwungmasse des Batteriespeichersystems arbeitet hierbei nach der folgenden Formel:

$$P_{VSM} = S_n \cdot T_{VSM} \cdot \frac{df}{dt} \cdot \frac{1}{f_n} \cdot \frac{f}{f_n} \quad (3)$$

wobei  $P_{VSM}$  die zu erbringende Leistung des Batteriespeichersystems,  $S_n$  die Nennleistung des Batteriespeichersystems (2,5 MW),  $T_{VSM}$  die Zeitkonstante (10 s),  $\frac{df}{dt}$  den aktuellen Frequenzgradienten und  $f$  die aktuelle Frequenz und  $f_n$  die Nennfrequenz (50 Hz) bezeichnen. Für die Untersuchung wurden verschiedene Frequenzgradienten simuliert, indem der interne Sollwert der Frequenz entsprechend geändert wurde. Abbildung 28 zeigt den Leistungsverlauf für ausgewählte Fälle mit Frequenzgradienten von jeweils -0,1 Hz/s, -1 Hz/s sowie -2 Hz/s. Wie der Abbildung entnommen werden kann, werden die zu erwartenden Werte gut eingehalten. Im ersten Fall kommt es aufgrund des geringen Wertes vom simulierten Frequenzgradienten zu Abweichungen.



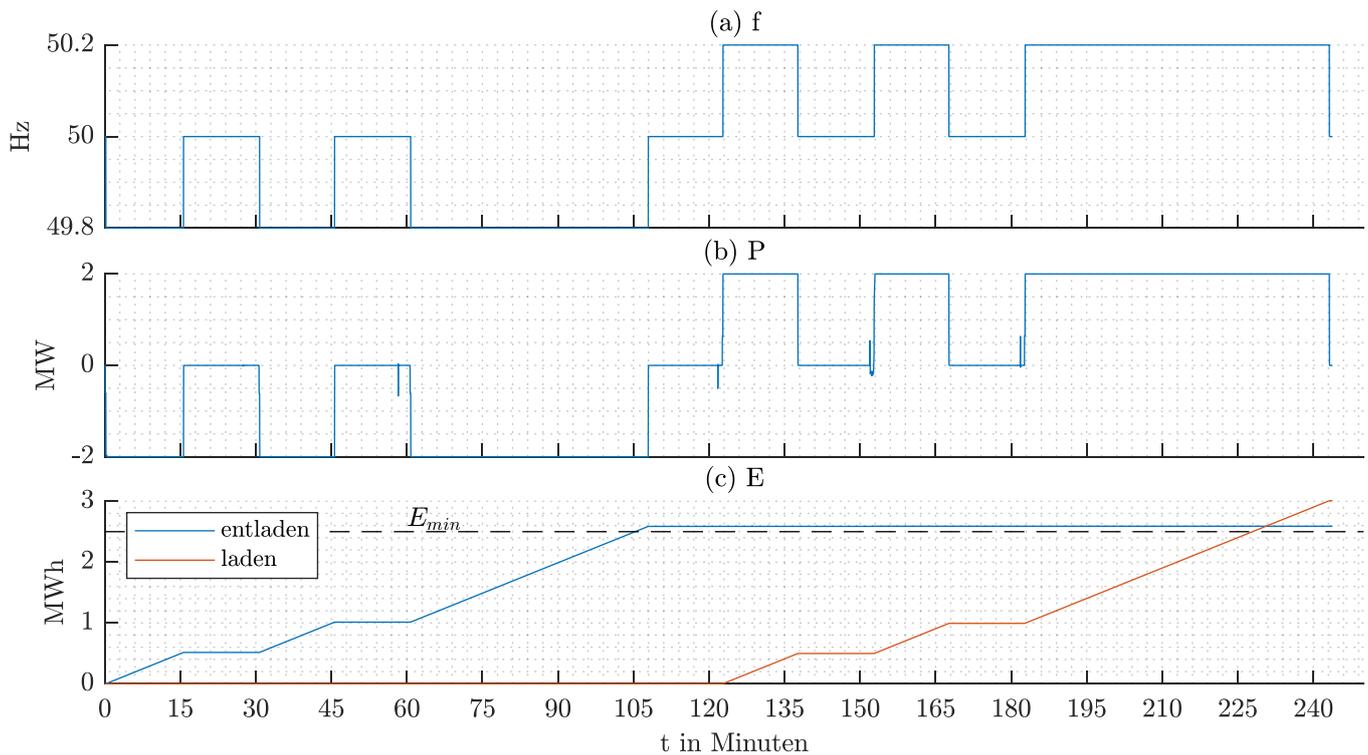
**Abbildung 28: Funktionstest, virtuelle Schwungmasse**

### 3.4.1.5 Verfügbarer Energieinhalt und Eignung zur Erbringung von Primärregelung

In vielen Fällen wird zum Nachweis ob eine Anlage Primärregelreserve in ausreichender Qualität zur Verfügung stellen kann ein „semistandardisierter“ Test durchgeführt, für welchen sich die Bezeichnung „Doppelhöckertest“ durchgesetzt hat. Mit diesem Test können alle wesentlichen Anforderungen für Batteriespeichersysteme in Bezug auf Primärregelung messtechnisch nachgewiesen werden. Diese Anforderungen umfassen

- die Fähigkeit mindestens 15-Minuten lang die zu präqualifizierende Primärregelleistung, positiv wie auch negativ, kontinuierlich, erbringen zu können,
- die energetische Mindestdimensionierung des Speichersystems so, dass positiv wie auch negativ die präqualifizierte Primärregelleistung kontinuierlich erbracht werden kann,
- und eine zeitliche Anforderung, die erfordert, dass die Vollaktivierung der zu präqualifizierenden Primärregelleistung mindestens innerhalb von 30 s erreicht werden kann.

Abbildung 29 zeigt dazu die Messkurve eines solchen Doppelhöckertests an der Demonstrationsanlage mit eine Primärregelleistung von 2 MW.



**Abbildung 29: Messkurve zum "Doppelhöckertest"**

Der damit erforderliche Mindestenergieinhalt des Batteriespeichers ist in dieser Abbildung gekennzeichnet und wird von der Anlage übererfüllt.

### 3.4.2 Feldtest zum Kurzschlussverhalten

In Österreich sind für die Beurteilung von Low Voltage Ride Through (LVRT)-Verhalten und (Strom-)Einspeisung im Fehlerfall die „Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln. Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen.“ (TOR-D4, [12]) heranzuziehen: „Elektrische Energiespeicher sind in ihrer Wirkung auf das Verteilernetz grundsätzlich auch wie Erzeugungsanlagen zu werten. Sofern nicht ausdrücklich anders bestimmt, gelten für sie die Bestimmungen der TOR, die sich auf Erzeugungsanlagen beziehen, gleichermaßen.“, vgl. [12], Pkt. 3. Die Demonstrationsanlage unterliegt somit diesen Bestimmungen.

Für das LVRT-Verhalten sind folgende Anforderungen zu berücksichtigen:

- Bei Spannungseinbrüchen auf Werte bis zu 30% der vereinbarten *Versorgungsspannung*  $U_c$  am *Netzanschlusspunkt* muss die *Erzeugungsanlage* bis zu 700 ms am *Verteilernetz* bleiben.
- Bei Spannungseinbrüchen auf Werte unter 30%  $U_c$  mit einer Dauer von  $\leq 150$  ms muss die *Erzeugungsanlage* am *Verteilernetz* bleiben.

Diese Anforderungen sind für die Demonstrationsanlage in Abbildung 30 grafisch dargestellt:

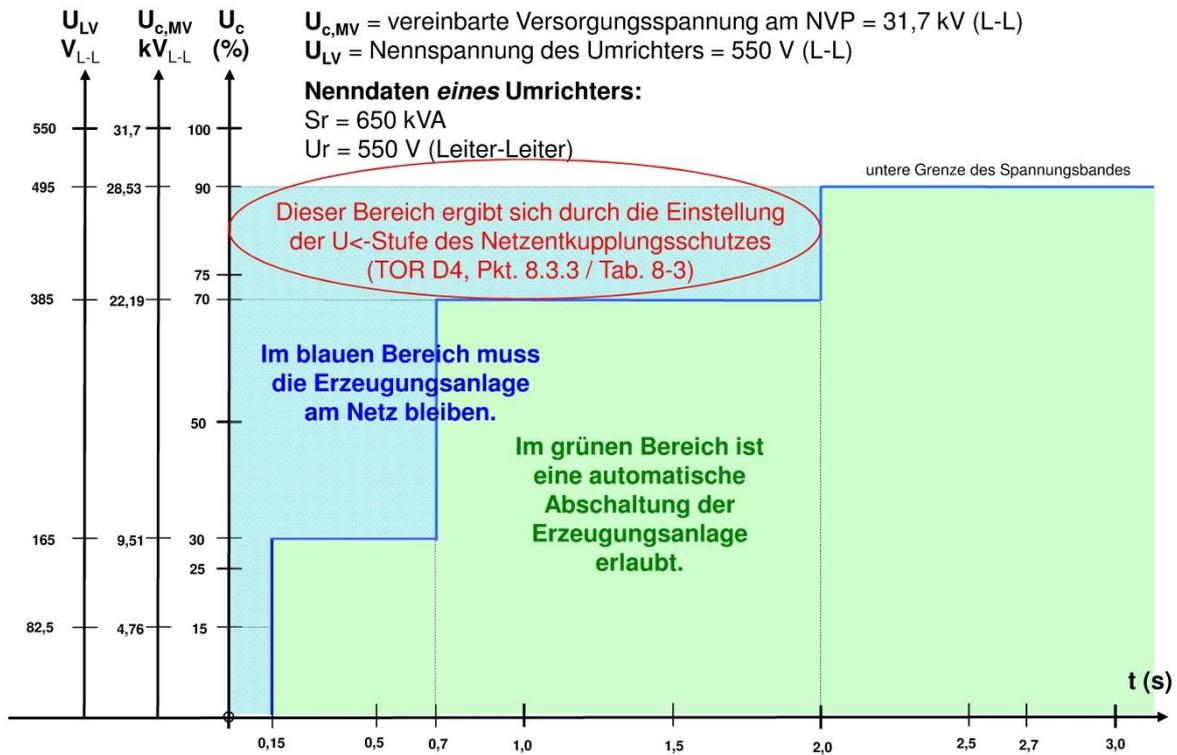


Abbildung 30: LVRT-Verhalten der Demonstrationsanlage gemäß TOR-D4 [12], Pkt. 7.1.2.1

Gemäß [12] müssen Erzeugungsanlagen technisch dazu in der Lage sein während eines Netzfehlers die Netzspannung durch Einspeisung eines Blindstroms in das Netz zu stützen. Speziell Pkt. 7.1.2.1 in [12] ist hinsichtlich der Höhe des einzuspeisenden Blindstroms in quantitativer Hinsicht wenig geeignet, das Stromeinspeiseverhalten messtechnisch zu beurteilen.

In den Regelwerken

- VDE-AR-N 4110: technische Anschlussregeln Mittelspannung [13]
- und VDE-AR-N 4120: technische Anschlussregeln Hochspannung [20]

ist das Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern durch eine „Blindstromstatik“, dem sogenannten „k-Faktor“, sehr genau spezifiziert („vollständige dynamische Netzstützung“). Dabei wird zur Erzielung einer optimalen Netzstützung bei symmetrischen und unsymmetrischen Fehlern sowohl im Mit- als auch im Gegensystem eine Blindstromeinspeisung gemäß folgenden Gleichungen gefordert:

$$\Delta i_{B1} = k_1 \cdot \Delta u_1 \tag{4}$$

$$\Delta i_{B2} = k_2 \cdot \Delta u_2 \tag{5}$$

welche in Abbildung 31 grafisch dargestellt sind.

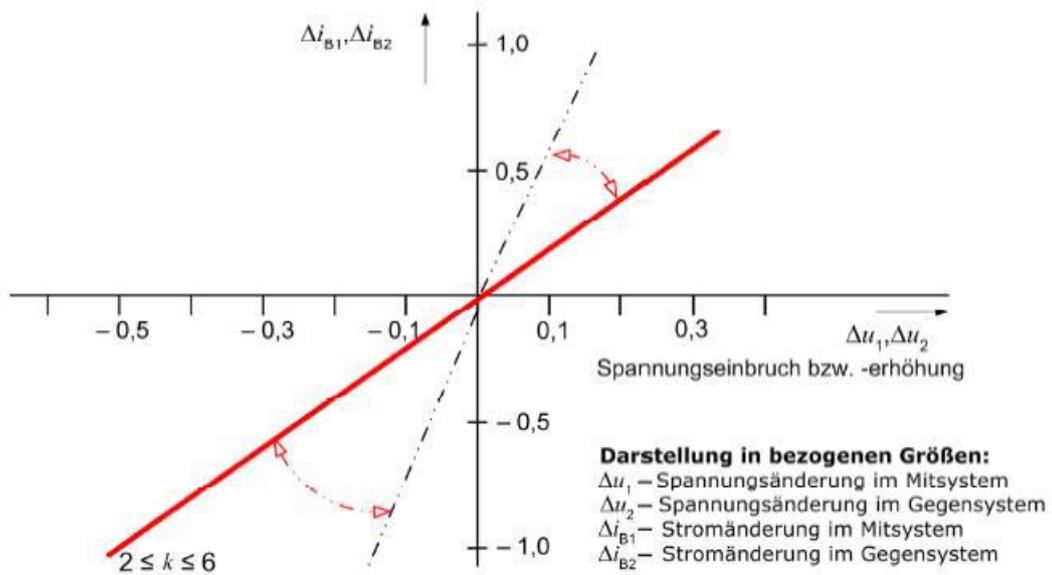


Abbildung 31: Blindstromstatik (k-Faktor) für die Blindstromeinspeisung gemäß [13], Bild 15

Seit 01.08.2019 wurde die TOR D4 [12] durch die TOR Erzeuger [14] ersetzt, in welcher nun auch für Österreich die Forderung zur Blindstromeinspeisung gemäß obigen Gleichungen präzisiert wurde.

Im Rahmen eines Feldtests, bot sich im Zuge der Inbetriebnahme des Batteriespeichers die seltene Möglichkeit, sowohl LVRT-Verhalten als auch dynamische Spannungsstützung bei realen Netzkurzschlüssen zu untersuchen und zu bewerten. Messtechnisch analysiert wurden symmetrische und unsymmetrische Fehler im vorgelagerten 110- und 30-kV-Netz, wobei sich der Batteriespeicher jeweils sowohl im Entlade- als auch im Lademodus befand.

Tabelle 6 zeigt den Auszug der im Feldtest aufgezeichneten Messwerte.

Tabelle 6: Messergebnisse und Auswertung der Stromeinspeisung

Spannungsebene		30 kV				110 kV			
Kurzschlussort:									
Versuchs Nr.		A2		A3		B2		B3	
Fehlerart		2-polig L1-L2		3-polig		2-polig L2-L3		3-polig	
Betriebspunkt der Demoanlage vor dem Fehler	Leistung	2,0 MW cosφ = 1							
	Richtung	Netz	Demoanlage	Netz	Demoanlage	Netz	Demoanlage	Netz	Demoanlage
<b>Messstelle 30 kV</b>									
Leiterströme									
IL1	p.u.	0,40	0,43	0,70	1,10	0,60	0,58	1,11	1,12
IL2		0,44	0,44	0,70	1,10	0,39	0,43	1,11	1,12
IL3		0,62	0,65	0,70	1,10	0,59	0,66	1,11	1,12
Mitsystem:									
Δu₁	p.u.	-0,42	-0,42	-0,82	-0,82	-0,33	-0,33	-0,66	-0,66

IQ1+	p.u.	-0,47	-0,48	-0,58	-1,09	-0,50	-0,52	-1,10	-1,10
<b>k1</b>	-	<b>1,12</b>	<b>1,13</b>	<b>0,70</b>	<b>1,32</b>	<b>1,49</b>	<b>1,54</b>	<b>1,66</b>	<b>1,66</b>
Gegensystem:									
$\Delta u_2$	p.u.	0,43	0,43	0,00	0,00	0,34	0,34	0,00	0,01
IQ1-	p.u.	-0,14	-0,15	0,00	0,00	-0,12	-0,09	0,00	0,00
<b>k2</b>	-	<b>-0,33</b>	<b>-0,34</b>	-	-	<b>-0,36</b>	<b>-0,25</b>	-	-

Eine Detaillierte Beschreibung und Analyse des Feldtests wurde in [15] publiziert.

### 3.4.3 Feldtest zum Inselbetrieb mit Einbindung weiterer Erzeugungsanlagen

Auf Haushaltsebene gibt es bestehende Systeme [21], welche in kleinem Rahmen eine Netzbildung durch Umrichter, welche durch einen Speicher gespeist sind, unterstützen und dabei auch den Betrieb einer im Haushalt vorhandenen PV-Anlage im Inselbetrieb ermöglichen. Die Unterschreitung der unteren Ladezustandsgrenze am Speicher des netzbildenden Umrichters wird dadurch verhindert, dass vordefinierte Lastabwurfgruppen stufenweise bei verschiedenen Ladezuständen im unteren Prozentbereich vom Netz getrennt werden. Zur Umsetzung dieser Lastabwürfe sind jedoch Lastabwurfschütze erforderlich, welche bereits in der Planung der Elektroinstallation im Haushalt berücksichtigt werden müssen. Die Überschreitung der oberen Ladezustandsgrenze am Speicher des Umrichters wird dadurch verhindert, dass die im Haushalt vorhandene PV-Anlage entweder durch ein Kommunikationssignal oder durch eine frequenzabhängige Steuerung abgeschaltet wird. Die frequenzabhängige Steuerung bietet den Vorteil, dass diese unabhängig von der Anzahl an vorhandenen PV-Anlagen im Haushalt funktionsfähig ist und zudem keine zusätzliche Verlegung von Signalleitungen erfordert. Bei dieser Steuerung wird die nach VDE-AR-4105 [22] geforderte „frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion“ von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) ausgenutzt, welche sich auch in der TOR D4 [12] wiederfindet. Diese Richtlinie beschreibt, dass DEA ab einer Netzfrequenz von 50,2 Hz ihre aktuell eingespeiste Wirkleistung linear mit weiter steigender Netzfrequenz reduzieren müssen. Die TOR Erzeuger [14], welche seit 01.08.2019 die TOR D4 abgelöst hat, stellt bzgl. dessen ähnliche Anforderungen an Erzeugungsanlagen.

Die Nennfrequenz, auf welche der netzbildende Umrichter regelt, wird abhängig vom Ladezustand im oberen Prozentbereich so erhöht, dass die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion der DEA die Einspeiseleistung reduziert und damit die Überschreitung der oberen Ladezustandsgrenze des Speichers verhindert. Diese Art der Steuerung wird häufig „Frequency Shift Power Control (FSPC)“ genannt (z.B. in [21]).

Grundsätzlich lässt sich das soeben beschriebene Konzept zum Inselbetrieb von der Haushaltsebene auch auf einen Netzabschnitt übertragen. Die Begrenzung der Ausgangsleistung von DEA im Inselnetz lässt sich dabei sehr einfach durch die Implementierung einer Frequenzsteuerung ähnlich der beschriebenen FSPC umsetzen. Dieser Ansatz wurde in anderen Arbeiten ebenfalls verfolgt und erfolgreich getestet [23, 24].

Die Realisierung von Lastabwürfen ist im Netzabschnitt durch das Verlegen von Signalleitungen zur Steuerung von Lastabwurfschützen nicht wirtschaftlich umsetzbar. Eine Erweiterung der Frequenzsteuerung auf frequenzabhängige Lastabwürfe erspart zwar die Verlegung von zusätzlichen

Signalleitungen, jedoch müssten trotzdem Lasten lokal mit einem frequenzgesteuerten Lastabwurfschütz nachgerüstet werden. Der zusätzliche Installationsaufwand ist aber ebenfalls nicht wirtschaftlich darstellbar. Sind solche Lastabwürfe nicht möglich, bleibt zur Vermeidung der Unterschreitung einer unteren Ladezustandsgrenze des Speichers am Umrichter lediglich eine umrichterseitige Abschaltung im unteren Prozentbereich des Ladezustands. Im Anschluss an solch eine Trennung des netzbildenden Umrichters vom Inselnetz kann gegebenenfalls eine ungewollte Insel weiterbestehen, da die weiteren DEA im ersten Moment die Lasten weiter mit Energie versorgen. Ohne netzbildendes Element kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sowohl Spannung als auch Frequenz sehr rasch Werte erreichen, die außerhalb der Betriebsspezifikation der DEA liegen. Eine Abschaltung aller DEA infolge Unter/Überfrequenz oder Unter/Überspannung ist die Folge.

Die Demonstrationsanlage ist im Netzgebiet der Netz Niederösterreich GmbH (NNÖ) im Umspannwerk (UW) Prottes an das 30 kV-Netz angeschlossen und besteht aus zwei Speichereinheiten SE1 und SE2. Der naheliegende Windpark Prottes / Ollersdorf besteht aus 12 Windenergieanlagen (WEA) á 3 MW und ist ebenfalls im Umspannwerk Prottes an das Netz angebunden. Abbildung 32 zeigt den relevanten Netzabschnitt für den Feldversuch. Das untersuchte Inselnetz erstreckt sich von der Demonstrationsanlage bis zur nächstgelegenen WEA01. Dabei stellt die 30-kV-Sammelschiene das Umspannwerk Prottes dar, welches in das übergeordnete 110-kV-Netz der NNÖ eingebunden ist. Das Umspannwerk besitzt mehrere 30-kV-Abgänge. An drei Abgängen sind jeweils mehrere WEA des Windparks angebunden, ein Abgang wird zur Eigenbedarfsversorgung des Umspannwerks und der Demonstrationsanlage herangezogen und an einen Abgang ist die Demonstrationsanlage angebunden. Um ein Inselnetz herzustellen, wird der 30-kV-Netzabschnitt vom übergeordneten 110-kV-Netz durch Öffnen des 30-kV-Umspanner-Leistungsschalters getrennt, wodurch auch die Eigenbedarfsversorgung des Umspannwerks nicht mehr über den Netzanschluss erfolgt. Die Eigenbedarfsversorgung schaltet in diesem Fall unterbrechungsfrei auf Notstromversorgung (Stationsbatterie) um. Der Eigenbedarf der Demonstrationsanlage umfasst neben der Versorgung der Steuerung auch die Versorgung der Klimageräte, welche die Umrichter und Batteriezellen kühlen. Im Fall einer Inselnetzbildung erfolgt die Eigenbedarfsversorgung der Demonstrationsanlage über eine eigene Notstromversorgung (Pufferbatterie der Demonstrationsanlage).

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

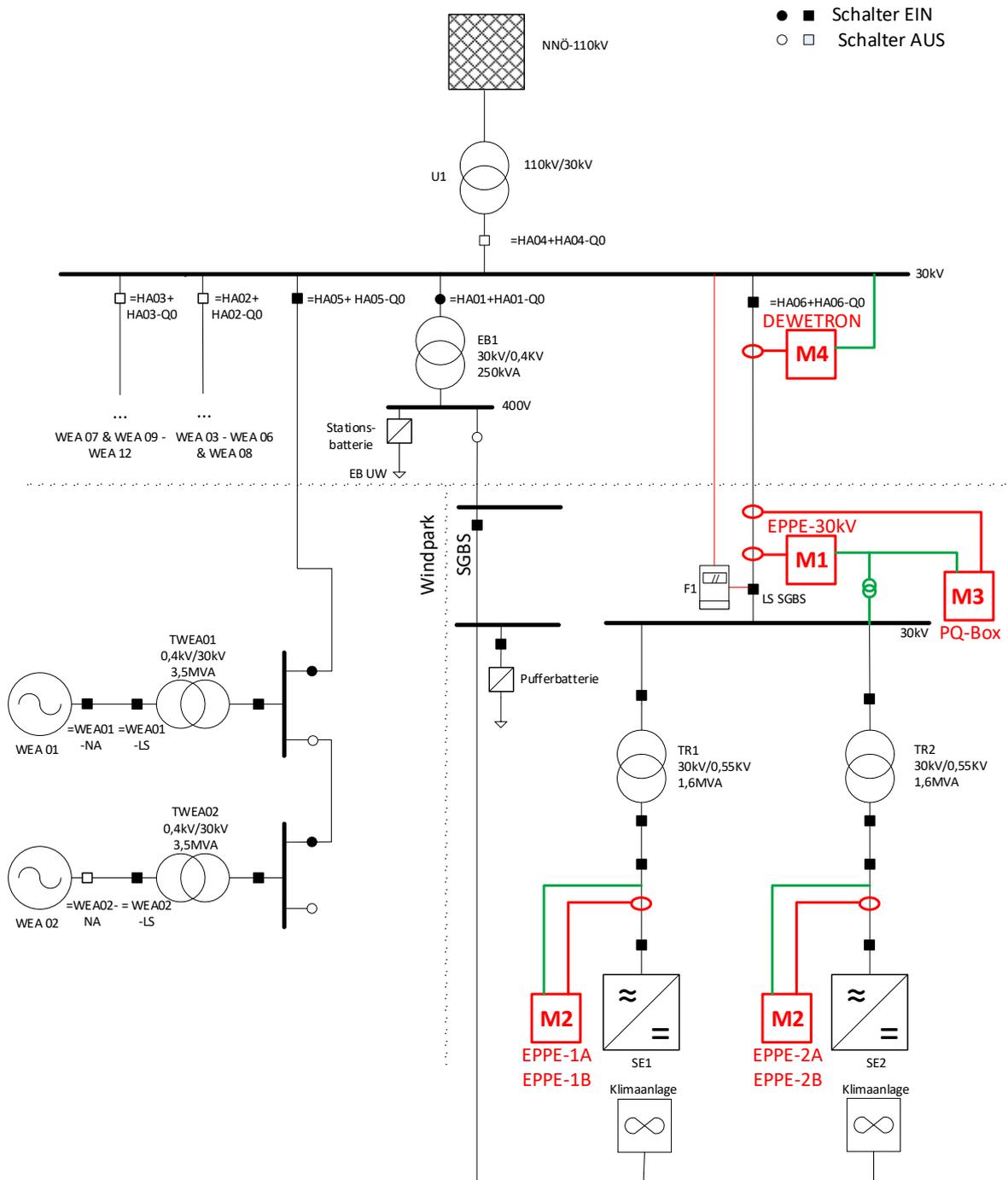
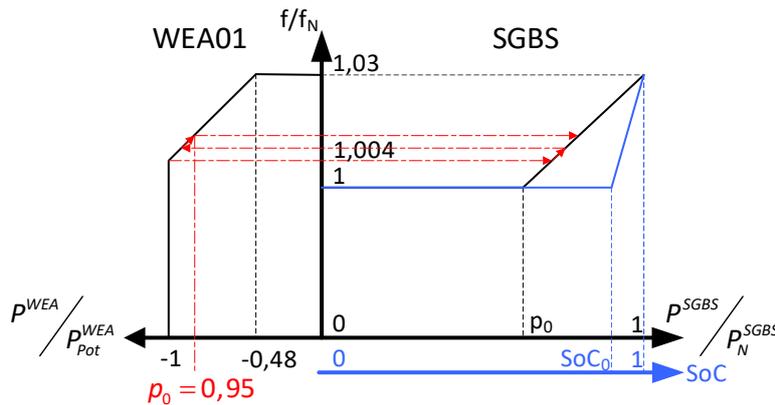


Abbildung 32: Netzabschnitt zur Untersuchung des Schwarzstarts und Inselbetriebs. Die Schalterstellungen entsprechen dem Zeitpunkt des aktiven Inselbetriebs mit einspeisender WEA01.

In der Demonstrationsanlage wurde das oben beschriebene Verhalten einer FSPC, wie in Abbildung 33 gezeigt, implementiert.



**Abbildung 33: Frequenzsteuerung im Inselbetrieb der Demonstrationsanlage.** Als Zählpfeilsystem wird das Verbraucherzählpfeilsystem angewendet. Das Diagramm weist in positiver Richtung zwei Abszissen auf: Wirkleistung der Demonstrationsanlage (in p.u., schwarz) und Ladezustand der Demonstrationsanlage (in p.u., blau). In negativer Richtung wird die aktuelle Wirkleistung  $P^{WEA}$  der WEA bezogen auf die potentiell vorhandene Wirkleistung  $P_{Pot}^{WEA}$  aufgetragen.

Die Funktionsweise kann in zwei Kennlinien dargestellt werden.

- Die erste Kennlinie erhöht die Nennfrequenz der Demonstrationsanlage in Abhängigkeit des Ladezustands (= State of Charge, kurz SoC) der Demonstrationsanlage
- Die zweite Kennlinie erhöht die Nennfrequenz an der Demonstrationsanlage in Abhängigkeit der bezogenen Leistung der Demonstrationsanlage.

Die erste Kennlinie gewährleistet im Inselbetrieb die Bedingung  $SoC \leq 100\%$  und verhindert dadurch die Überladung der Demonstrationsanlage. Mit der zweiten Kennlinie wird erreicht, dass die Nennleistung der Demonstrationsanlage nicht überschritten wird.

Im Zuge eines Feldtests wurde die Funktionalität der Kennlinien in Abbildung 33 untersucht. Für die in Abbildung 33 gezeigten Kennlinien wurden die Parameter mit  $p_0 = 200 \text{ kW}$  und  $SoC_0 = 50 \%$  so eingestellt, dass eine Prüfung der Funktionsfähigkeit der entsprechenden Frequenzsteuerungen möglich ist. Um die Kennlinien aufzunehmen, wurde die Frequenzsteuerung an der Demonstrationsanlage aktiviert.

Messung der leistungsabhängigen Frequenzerhöhung:

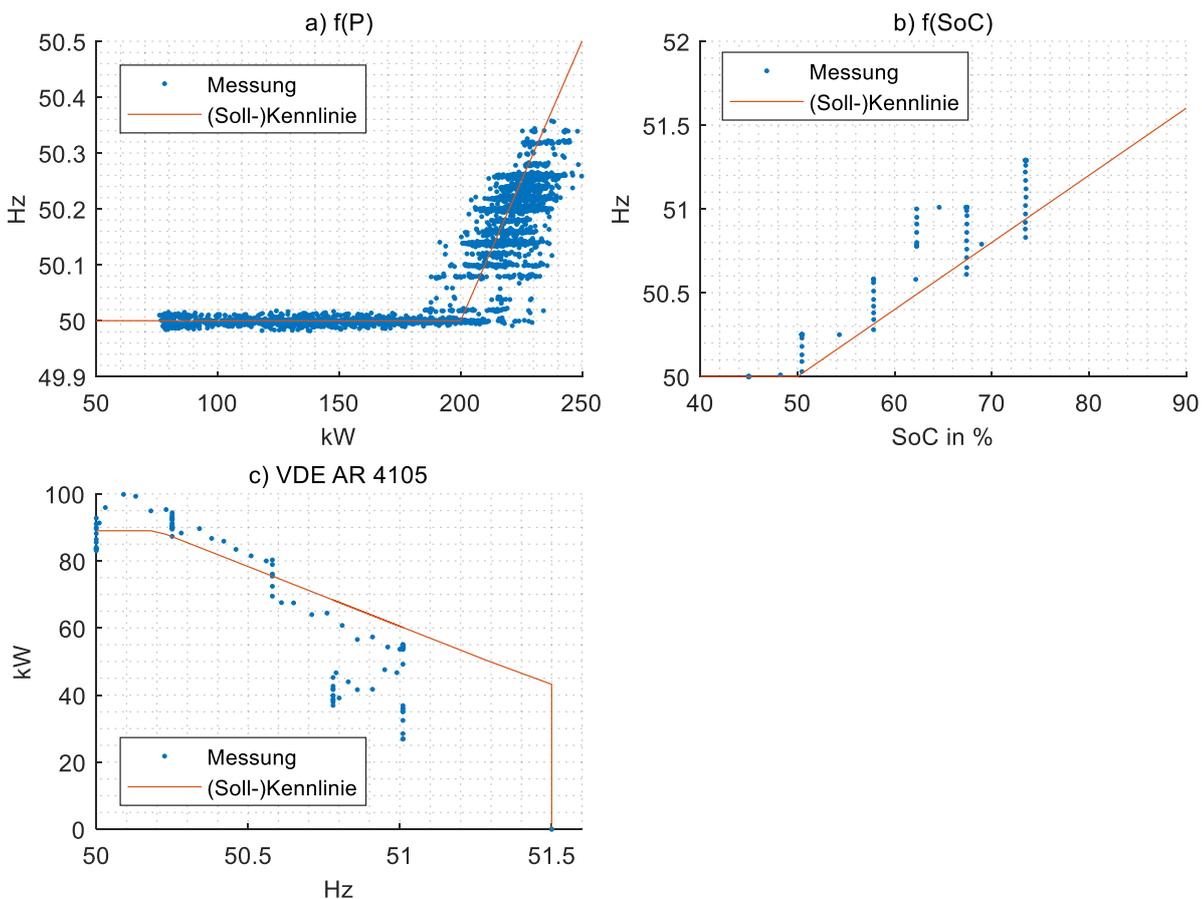
Im Zeitraum der Aufnahme der zugehörigen Messergebnisse wies die WEA01 einen Arbeitspunkt im Bereich 40 kW bis 250 kW auf. Abbildung 34a zeigt die zugehörigen Messergebnisse und die Sollkennlinie. Aufgrund des eingestellten Werts von  $p_0$  war eine Messung der gesamten Kennlinie zur leistungsabhängigen Frequenzerhöhung nicht möglich. Trotzdem ist erkenntlich, dass eine leistungsabhängige Frequenzerhöhung gemäß Kennlinie durchgeführt wird.

Messung der ladezustandsabhängigen Frequenzerhöhung:

Um die Kennlinie der ladezustandsabhängigen Frequenzerhöhung aufnehmen zu können, wurde schrittweise die Skalierung des SoC-Bereichs an der Demonstrationsanlage angepasst, um die Zeitdauer zur Aufnahme der Kennlinie zu verkürzen. Abbildung 34b zeigt die zugehörigen

Messergebnisse und die Sollkennlinie. Jede Anpassung der Skalierung führt zu einem kurzen Frequenzsprung der sich in den vertikalen Verläufen in der Abbildung wiederfindet.

Messung der frequenzabhängigen Wirkleistungsreduktion nach VDE-AR-4105 [22] an WEA01: Während der Aufnahme der Kennlinie zur ladezustandsabhängigen Frequenzerhöhung konnte auch die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion der WEA01 aufgenommen werden. Zum Startzeitpunkt der Aufnahme der Kennlinie lag der Arbeitspunkt von WEA01 bei etwa 90 kW. Da die Aufnahme der Kennlinie in relativ kurzer Zeit durchgeführt wurde, war dieser Arbeitspunkt relativ konstant. Abbildung 34c zeigt die zugehörigen Messergebnisse mit der Kennlinie nach VDE AR 4105 gegenübergestellt. Abgesehen vom geringfügigen Arbeitspunktwechsel der WEA01 ist deutlich die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion der WEA01 ersichtlich. Aufgrund der geringen Windgeschwindigkeiten fand eine Abschaltung der WEA01 bei einer Frequenz von ca. 51 Hz statt. Die WEA muss zum Betrieb am Netz eine gewisse Mindestleistung aufweisen. Die Windgeschwindigkeit hat während der Aufnahme der Kennlinie abgenommen. Die damit zusammenhängende Wirkleistungsreduktion zusammen mit der frequenzabhängigen Wirkleistungsreduktion führte zum Unterschreiten dieser Mindestleistung bei einer Frequenz von etwa 51 Hz.

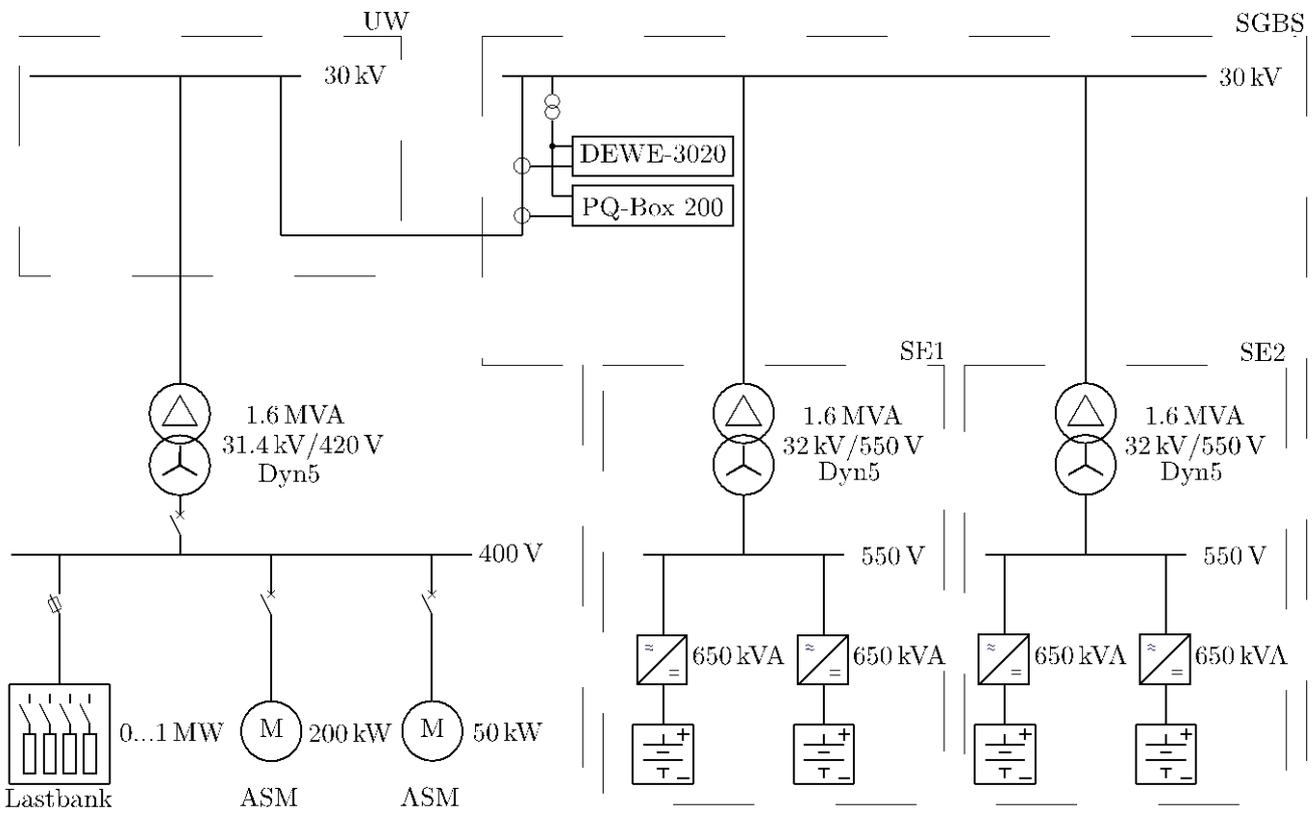


**Abbildung 34: Gegenüberstellung von Messdaten und parametrisierten (Soll-) Kennlinien der Frequenzsteuerung an der Demonstrationsanlage. Abbildung a) zeigt dabei die leistungsabhängige Frequenzerhöhung an der Demonstrationsanlage, Abbildung b) zeigt die ladezustandsabhängige Frequenzerhöhung und Abbildung c) zeigt die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion der WEA01 bei einem Arbeitspunkt von ca. 90 kW.**

Eine Detaillierte Beschreibung und Analyse des Feldtests wurde in [25] publiziert.

### 3.4.4 Feldtest zum Inselbetrieb eines Ortsnetzes

Der Aufstellungsort der Demonstrationsanlage erlaubte keine direkte Versorgung eines realen Ortsnetzes. Um die Funktion Schwarzstart/Inselbetrieb bzw. die Fähigkeiten der Demonstrationsanlage im Inselbetrieb zu testen wurde ein Ortsnetz-Inselbetriebsversuch durchgeführt. Zur Simulation eines Ortsnetzes wurde an den Mittelspannungsanschluss des Batteriespeichers ein 30/0,4-kV-Transformator mit einer Nennscheinleistung von 1.600 kVA angeschlossen. 0,4-kV-seitig befanden sich eine stufig schaltbare Last (Lastbank) mit einer Maximalleistung von 1.000 kW sowie zwei Drehstrom-Asynchronmotoren mit einer Nennleistung von 50 kW und 200 kW. Diese Lasten konnten mittels einer 0,4-kV-Verteilung wahlweise mit dem Transformator verbunden werden; siehe auch Abbildung 35.



**Abbildung 35: Schaltbild des Ortsnetz-Inselbetriebsversuchs**

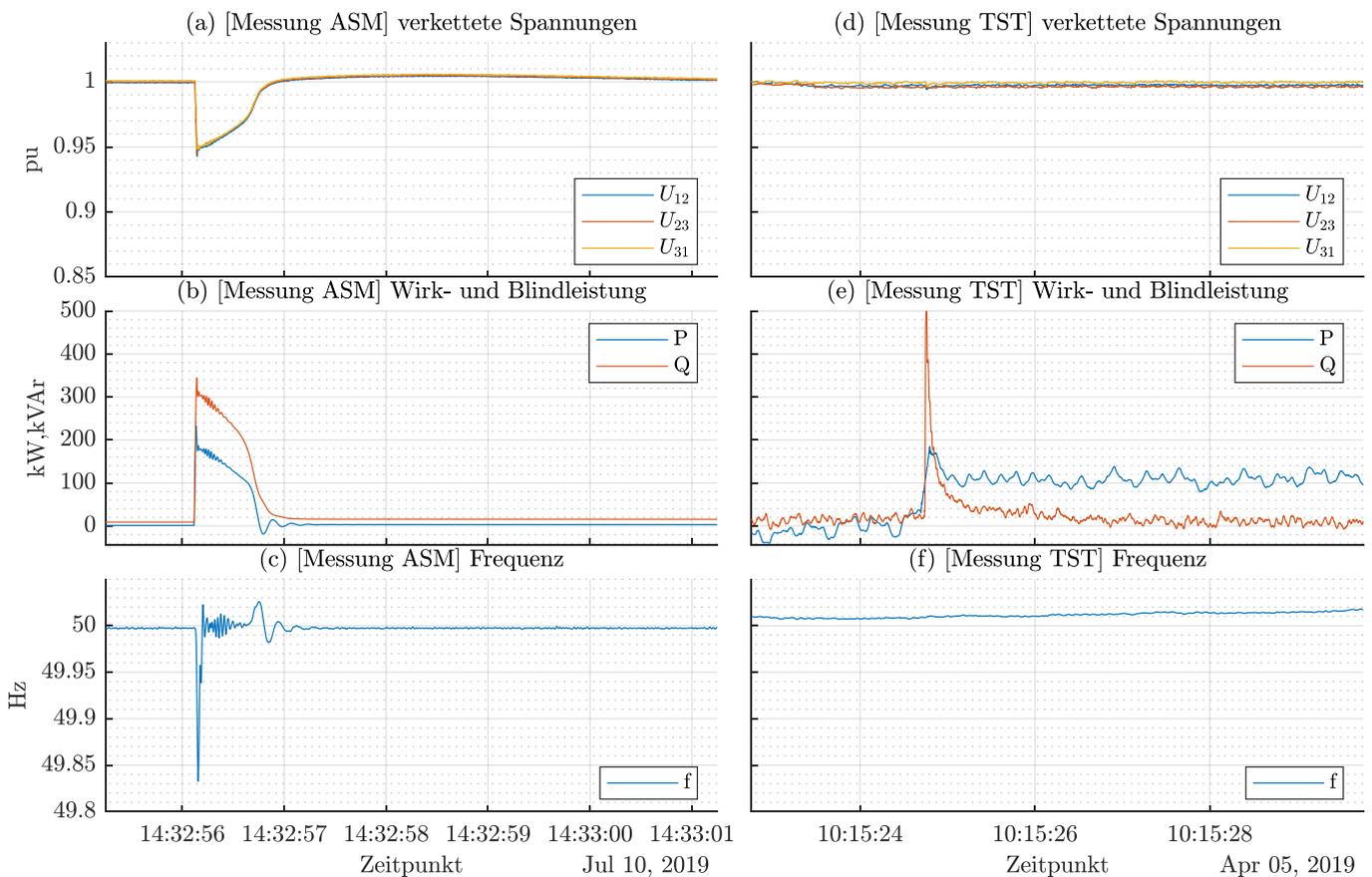
Im Vorfeld der Inselnetzversuche wurden Einschaltvorgänge von realen Ortsnetzteilen im 20-kV-Netz der öffentlichen Versorgung aufgezeichnet. Die aufgetretenen Wirk- und Blindlaststöße sowie die hierbei festgestellten Spannungs- und Frequenzeinsenkungen gaben ein Vergleichsmaß für die Versuche, sodass mit den o.a. Lasten eine weitgehend „lebensechte“ Situation nachgestellt und bewertet werden konnte: mit dem Einschalten der ohmschen Lasten der Lastbank wurden die Wirklaststöße und mit dem direkten Einschalten der leerlaufenden Asynchronmaschinen wurden die Blindlaststöße simuliert.

Der Mittelspannungsnetzanschluss des Batteriespeichers wurde zum Verknüpfungspunkt erklärt. Wie bei der Aufzeichnung der Einschaltvorgänge von Ortsnetzteilen im realen Netz, wurden an diesem Punkt mit einem Transientenrekorder die Spannungs- und Stromverläufe, die Laststöße sowie die Frequenz während des Ein- und Ausschaltens der o.a. Lasten aufgezeichnet. Mittels eines PQMS-Messsystems

wurden am selben Punkt die gemäß EN 50160 relevanten Daten erfasst und – bis auf den Langzeitflicker – gemäß EN 50160 bewertet.

Ausgewertet wurde der zeitliche Verlauf der 20-ms-Effektivwerte der Leiter-Leiter-Spannungen und der Wirk- und Blindleistung sowie der Frequenz. Mit dem PQMS-Messsystem wurde eine Statistik der Vorgänge gemäß EN 50160 generiert.

Hinsichtlich des Wirk- und Blindlaststoßes war am besten das Einschalten eines Ortsnetztes mit sechs Trafostationen (installierte Trafogesamtleistung: 1.255 kVA) mit dem Einschaltvorgang eines 50-kW-Asynchronmotors vergleichbar. Die Gegenüberstellung der zugehörigen Messwerte ist in Abbildung 36 dargestellt.



**Abbildung 36: (a)-(c) Einschalten des leerlaufenden 50 kW-Motors, (d)-(f) im Vergleich zu der Vorabuntersuchung der Zuschaltung von 6 Trafostationen**

Während im Netz weder eine Spannungs- noch eine Frequenzeinsenkung bemerkbar war, trat im Inselnetzversuch eine kurzzeitige Spannungseinsenkung von maximal – 5,6 % und eine kurzzeitige Frequenzeinsenkung von 0,22 Hz auf. Weder diese noch alle anderen Schaltvorgänge des Inselnetzversuches, wie z.B.  $\approx 800$  kW ohmsch oder  $\approx 500$  kW und  $\approx 1.200$  kVAr induktiv, hatten eine Grenzwertverletzung der EN 50160 relevanten Parameter zur Folge.

Zusammenfassend ist daher festzustellen, dass mit diesem Batteriespeicher die Versorgung von Ortsnetzen oder Ortsnetzteilen sowohl transient als auch stationär möglich ist.

Eine Detaillierte Beschreibung und Analyse des Feldtests wurde in [26] publiziert.

## 3.5 Erforschung und Erprobung des Dauerbetriebs der Demonstrationsanlage

Im Zuge des Dauerbetriebs wurde das Verhalten der einzelnen Funktionen des Batteriespeichers über einen längeren Zeitraum untersucht. Hauptfokus des Dauerbetriebs lag auf der Untersuchung der Funktion Primärregelung und dem zugehörigen Lademanagement. Um die restlichen Funktionen ebenfalls im Dauerbetrieb untersuchen zu können, wurden die durchgeführten Tests während der Inbetriebnahme über einen längeren Zeitraum etwas adaptiert durchgeführt. Eine kalendarische Übersicht des Dauerbetriebs ist in Tabelle 7 dargestellt.

**Tabelle 7: Übersicht Dauerbetriebstests;  $X_{PRL}$  beschreibt die angebotene Primärregelleistung,  $T_{Lead}$  beschreibt die Vorlaufzeit für die Ausübung eines SoC-Managements nach Aktivierung,  $\cos(\varphi)$  beschreibt den Leistungsfaktor für die Blindleistungsregelung,  $X_{VSM}$  beschreibt die angebotene Leistung für die Funktion virtuelle Schwungmasse und  $T_{VSM}$  beschreibt die Anlaufzeitkonstante der Funktion virtuelle Schwungmasse.**

Nr.	Untersuchungszeitraum	Aktivierte Funktionen	Parameter
1	01.12.2018 – 01.06.2019	PRL (mit FHG)+SOC-PRL	$X_{PRL} = 2 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ;
2	01.06.2019 – 21.06.2019	PRL (mit FHG)+SOC-PRL	$X_{PRL} = 2,5 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ;
3	21.06.2019 – 24.06.2019	PRL (ohne FHG)+SOC-PRL	$X_{PRL} = 1 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ;
4	24.06.2019 – 08.07.2019	PRL (mit FHG)+SOC-PRL	$X_{PRL} = 1 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ;
5	20.08.2019 – 26.08.2019	PRL (mit FHG)+SOC-PRL+SOC-REG	$X_{PRL} = 1 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ;
6	12.07.2019 – 15.07.2019	PRL (mit FHG)+SOC-PRL+COSPFI-REG	$X_{PRL} = 1 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ; $\cos(\varphi) = 0.9 \text{ (ind.)}$
7	15.07.2019 – 18.07.2019	PRL (mit FHG)+SOC-PRL+COSPFI-REG	$X_{PRL} = 1 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ; $\cos(\varphi) = 0.9 \text{ (kap.)}$
8	18.07.2019 – 24.07.2019	PRL (mit FHG)+SOC-PRL+COSPFI-REG	$X_{PRL} = 1 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ; $\cos(\varphi) = 0.8 \text{ (ind.)}$
9	24.07.2019 – 29.07.2019	PRL (mit FHG)+SOC-PRL+COSPFI-REG	$X_{PRL} = 1 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ; $\cos(\varphi) = 0.8 \text{ (kap.)}$
10	29.07.2019 – 31.07.2019	PRL (mit FHG)+SOC-PRL+COSPFI-REG	$X_{PRL} = 1 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ; $\cos(\varphi) = 0.7 \text{ (ind.)}$
11	31.07.2019 – 05.08.2019	PRL (mit FHG)+SOC-PRL+COSPFI-REG+VSM	$X_{PRL} = 1 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ; $X_{VSM} = 1 \text{ MW}$ , $T_{VSM} = 96 \text{ s}$ ; $\cos(\varphi) = 0.9 \text{ (ind.)}$
12	05.08.2019 – 07.08.2019	PRL (mit FHG)+SOC-PRL+COSPFI-REG+VSM	$X_{PRL} = 1 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ; $X_{VSM} = 1 \text{ MW}$ , $T_{VSM} = 96 \text{ s}$ ; $\cos(\varphi) = 0.9 \text{ (kap.)}$
13	07.08.2019 – 08.08.2019	PRL (mit FHG)+SOC-PRL+COSPFI-REG+VSM	$X_{PRL} = 1 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ; $X_{VSM} = 1 \text{ MW}$ , $T_{VSM} = 96 \text{ s}$ ; $\cos(\varphi) = 0.8 \text{ (ind.)}$
14	08.08.2019 – 12.08.2019	PRL (mit FHG)+SOC-PRL+COSPFI-REG+VSM	$X_{PRL} = 1 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ; $X_{VSM} = 1 \text{ MW}$ , $T_{VSM} = 96 \text{ s}$ ; $\cos(\varphi) = 0.8 \text{ (kap.)}$
15	12.08.2019 – 14.08.2019	PRL (mit FHG)+SOC-PRL+COSPFI-REG+VSM	$X_{PRL} = 1 \text{ MW}$ ; $T_{Lead} = 15 \text{ min}$ ; $X_{VSM} = 1 \text{ MW}$ , $T_{VSM} = 96 \text{ s}$ ; $\cos(\varphi) = 0.7 \text{ (ind.)}$

## 3.5.1 Datenerfassung und Datenverwaltung

Wesentlich für den Dauerbetrieb war die entsprechende Aufzeichnung von relevanten Messdaten, welche auch über die Projektdauer hinaus für zukünftige Untersuchungen herangezogen werden können. Auf Basis verschiedener Messsysteme werden Daten zur Untersuchung des Dauerbetriebs aufgezeichnet. Die beiden Messsysteme werden im Folgenden als EPPE-CX-Messsystem und als Leittechnik-Messsystem bezeichnet. Das EPPE-CX-Messsystem und die Einsatzorte einzelner Messgeräte sind in der Abbildung 37 dargestellt.

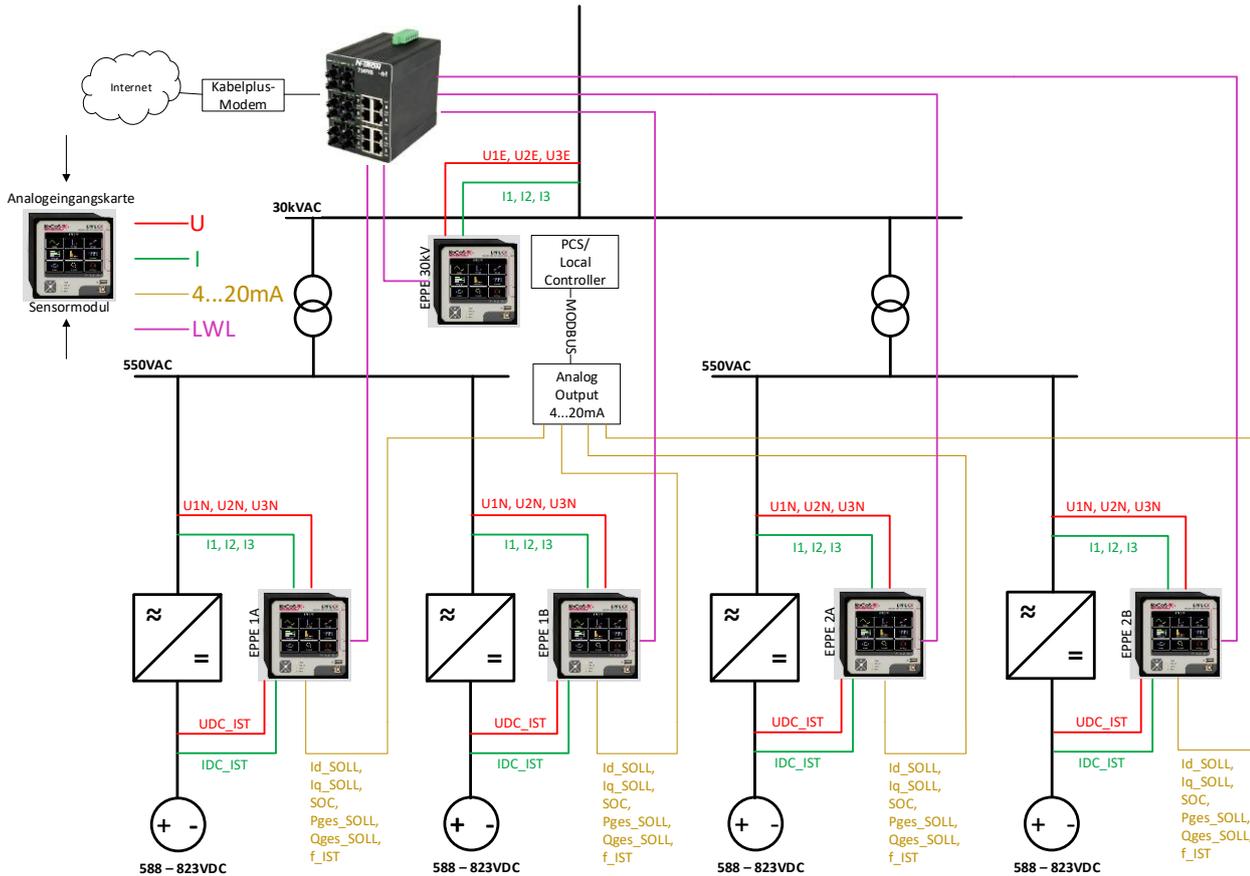


Abbildung 37: EPPE-CX-Messsystem

Das Leittechnik-Messsystem wurde vom Hersteller des Batteriespeichers implementiert und zeichnet zusätzliche Datenpunkte auf.

Die zeitliche Auflösung beider Messsysteme im Dauerbetrieb beträgt für relevante Datenpunkte 1 s. Das EPPE-CX-Messsystem ist außerdem dazu in der Lage hochaufgelöste Aufzeichnungen mit bis zu 10 kHz für einige Sekunden durchzuführen, welche aber ausschließlich im Rahmen von Feldtests getriggert wurden.

Auf Basis der laufenden Messungen beider Messsysteme wurde ein Datensatz erstellt, welcher folgende Datenpunkte im Zeitraum von 01.12.2018 – 29.08.2019 in einer zeitlichen Auflösung von 1 s beinhaltet:

- Netzfrequenz
- Gesamtwirkleistung<sup>2</sup>
- Gesamtblindleistung

<sup>2</sup> Die Angabe der Leistungswerte erfolgt im Erzeugerzählpeilsystem.

- Gesamtscheinleistung
- Ladezustände der vier Speichereinheiten
- Wirkleistungen der vier Speichereinheiten
- DC-Leistungen der vier Speichereinheiten
- 3xAußenleiterspannungen
- DC-Spannungen der vier Speichereinheiten
- Inverter-Temperaturen der vier Speichereinheiten

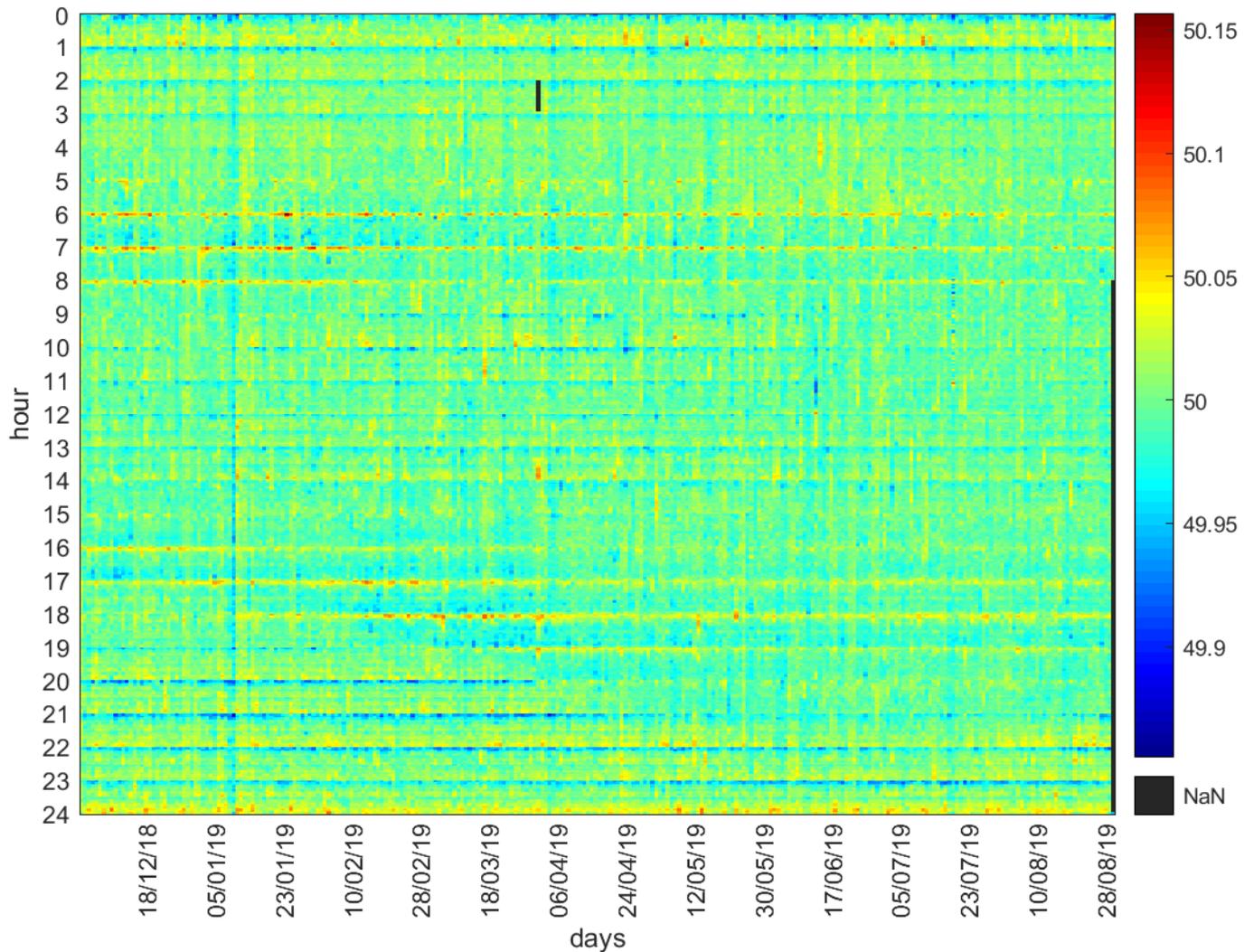
Die Auswertung und Analyse des Dauerbetriebs wurde mithilfe von Matlab durchgeführt. Im Folgenden wird die Analyse des Dauerbetriebs auf Basis dieses Datensatzes zusammengefasst.

### **3.5.2 Datenanalyse und Erforschung des Dauerbetriebs**

Als Dauerbetrieb der Demonstrationsanlage wurde jener Betrieb definiert, welcher bei Netzzuschaltung laufend gefahren wurde, wenn gerade keine Feldtests durchgeführt wurden. Darunter fielen unterschiedliche Anwendungen der Demonstrationsanlage, die zuvor simulationstechnisch und in Feldtests untersucht wurden.

#### **3.5.2.1 Erbringung von Primärregelleistung**

Der Fokus im Dauerbetrieb der Demonstrationsanlage lag auf der Untersuchung der Funktion Primärregelung. Die Abbildung 38 zeigt dazu ein Wärmebild der Netzfrequenz über den gesamten Zeitraum der Dauerbetriebstests. Dieser Zeitraum erstreckt sich von 01.12.2018 – 31.07.2019. Deutlich zu erkennen sind dabei die auftretenden deterministischen Frequenzabweichungen, welche sehr ausgeprägt zum Stundenwechsel, aber auch im Viertelstundenraster, auftreten. Im elektrischen Verbundsystem kommt es bei einem Fahrplanwechsel zu marktinduzierten temporären Fehlbilanzen im Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch und dadurch zu zyklischen Frequenzabweichungen (Deterministic Frequency Deviations (DFD)). Die Abbildung zeigt außerdem einen Trend dahingehend, dass am Morgen, sehr ausgeprägt um 06:00 Uhr, Überfrequenzen auftreten, welcher durch den Beginn der Frühschicht in Großkraftwerken erklärt werden kann, während in der Nacht ab 20:00 Uhr stündlich Unterfrequenz vorliegt.



**Abbildung 38: Wärmebild der Frequenz**

Die Funktion Primärregelung wird maßgeblich von der Netzfrequenz  $f$  bestimmt. Da der Batteriespeicher nur einen begrenzten Energievorrat  $E$  aufweist ist der Ladezustand SoC des Batteriespeichers ebenfalls von der Netzfrequenz abhängig. Das Lademanagement, welches nötig ist um eine kontinuierliche Erbringung von Primärregelreserve innerhalb der zulässigen Ladezustandsgrenzen zu gewährleisten, wird auf Basis von festgelegten SoC-Werten getriggert, welche folgendermaßen festgelegt sind.

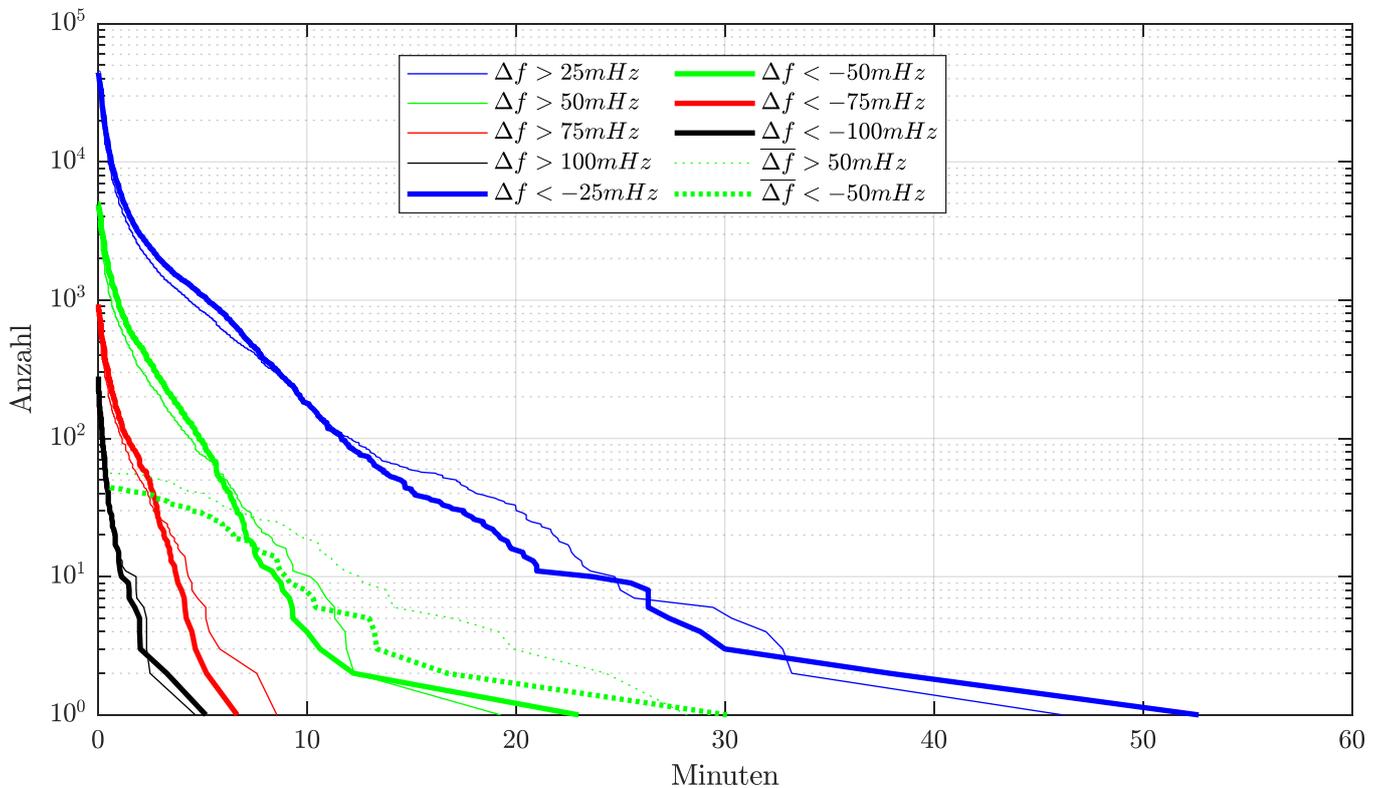
$$\begin{pmatrix} \text{SoC}_{B,2} \\ \text{SoC}_{B,1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.93 - \frac{\eta \cdot X_{PRL} \cdot \left( 0.5h + \frac{50\text{mHz}}{200\text{mHz}} \cdot T_{Lead} \right)}{E} \\ 0.06 + \frac{\eta \cdot X_{PRL} \cdot \left( 0.5h + \frac{50\text{mHz}}{200\text{mHz}} \cdot T_{Lead} \right)}{E} \end{pmatrix} \quad (6)$$

Wobei  $\text{SoC}_{B,1}$  jener SoC-Wert kleiner 50 % und  $\text{SoC}_{B,2}$  jener SoC-Wert größer 50 % ist, ab Überschreitung welcher das Lademanagement getriggert wird. Dabei gibt  $X_{PRL}$  jene Leistung an, welche als Primärregelreserve angeboten wird,  $T_{Lead}$  gibt jene Zeit an die benötigt wird um nach Triggerung des Lademanagements tatsächlich das Lademanagement zu starten und  $\eta$  ist der Wirkungsgrad des Batteriespeichers ausgehend vom Anschlusspunkt. Zusätzlich zu diesen Triggerwerten für das

Lademanagement ergibt sich ein zulässiger Arbeitsbereich aufgrund von regulatorischen Vorgaben des „30-Minuten-Kriteriums“. Dieser Arbeitsbereich ist durch einen oberen und einen unteren SoC-Wert definiert. Diesen Arbeitsbereich darf der Ladezustand ausschließlich verlassen sofern ein „Alert State (AS)“ vorliegt.

$$AS = \left( \begin{array}{l} 0.93 - \frac{\eta \cdot X_{PRL} \cdot 0.5h}{E} \\ 0.06 + \frac{\eta \cdot X_{PRL} \cdot 0.5h}{E} \end{array} \right) \quad (7)$$

Die Aktivierung des Lademanagements ist umso häufiger nötig desto kleiner der Arbeitsbereich und desto länger und höher eine Frequenzabweichung in dieselbe Richtung (Unter- bzw. Überfrequenz) auftritt. Abbildung 39 zeigt deshalb eine Analyse der Dauer von auftretenden Frequenzabweichungen.



**Abbildung 39: Dauerlinie der Frequenzabweichung;  $\Delta f$  ... Absolutwert der Frequenzabweichung;  $\overline{\Delta f}$  ... 15-Minuten-gleitender-Mittelwert der Frequenzabweichung.**

Die einzelnen Dauerlinien geben dabei auf der x-Achse jene Zeitdauer an, über welche eine Frequenzabweichung durchgängig den zugehörigen Schwellwert überschreitet. Die y-Achse gibt die Anzahl an Ereignissen im Untersuchungszeitraum an, während derer solche Überschreitungen stattgefunden haben.

Ausschlaggebend zur Prüfung ob ein Alert State vorliegt, und damit der Arbeitsbereich verlassen werden darf, ist die Überschreitung einer Frequenzabweichung von  $\pm 50$  mHz. Abbildung 39 zeigt dazu 1-2 Fälle zu denen solch eine Situation vorlag.

## Funktionstüchtigkeit des SoC-Managements

Um eine kontinuierliche Erbringung von Primärregelleistung zu gewährleisten, ist ein geeignetes SoC-Management erforderlich. Die Aktivierung des SoC-Management erfolgt auf Basis der Grenzen, welche gemäß Gleichung (6) definiert sind. Abbildung 40 zeigt den Verlauf der Frequenz, der Gesamtleistung des Batteriespeichers, der Referenz-PRL-Leistung und der Ladezustände der Batteriegruppen. Die Abbildung 40(c) zeigt die Einhaltung des Arbeitsbereichs welcher durch die Ladezustandsgrenzen gemäß Gleichung (6) definiert sind.

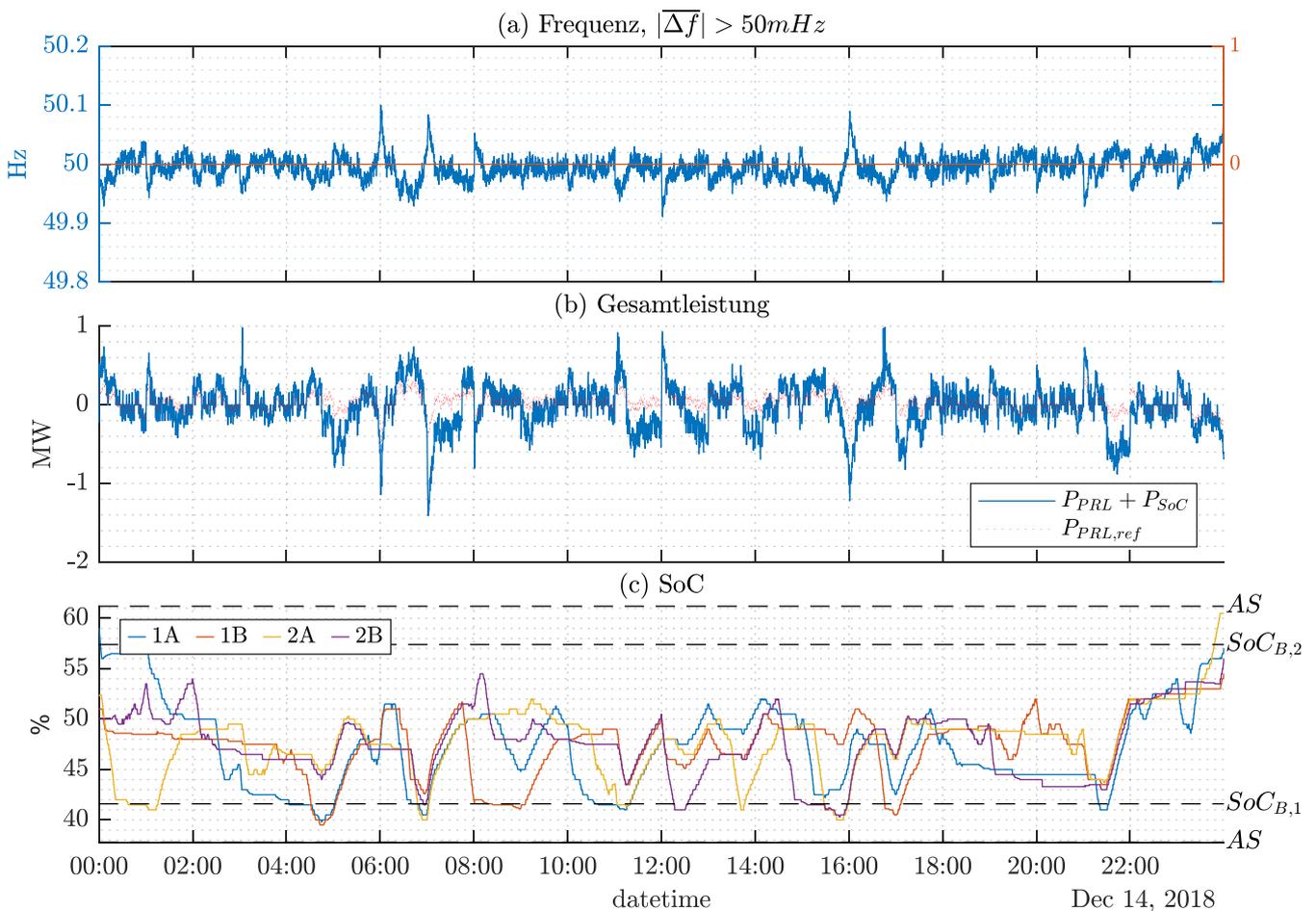
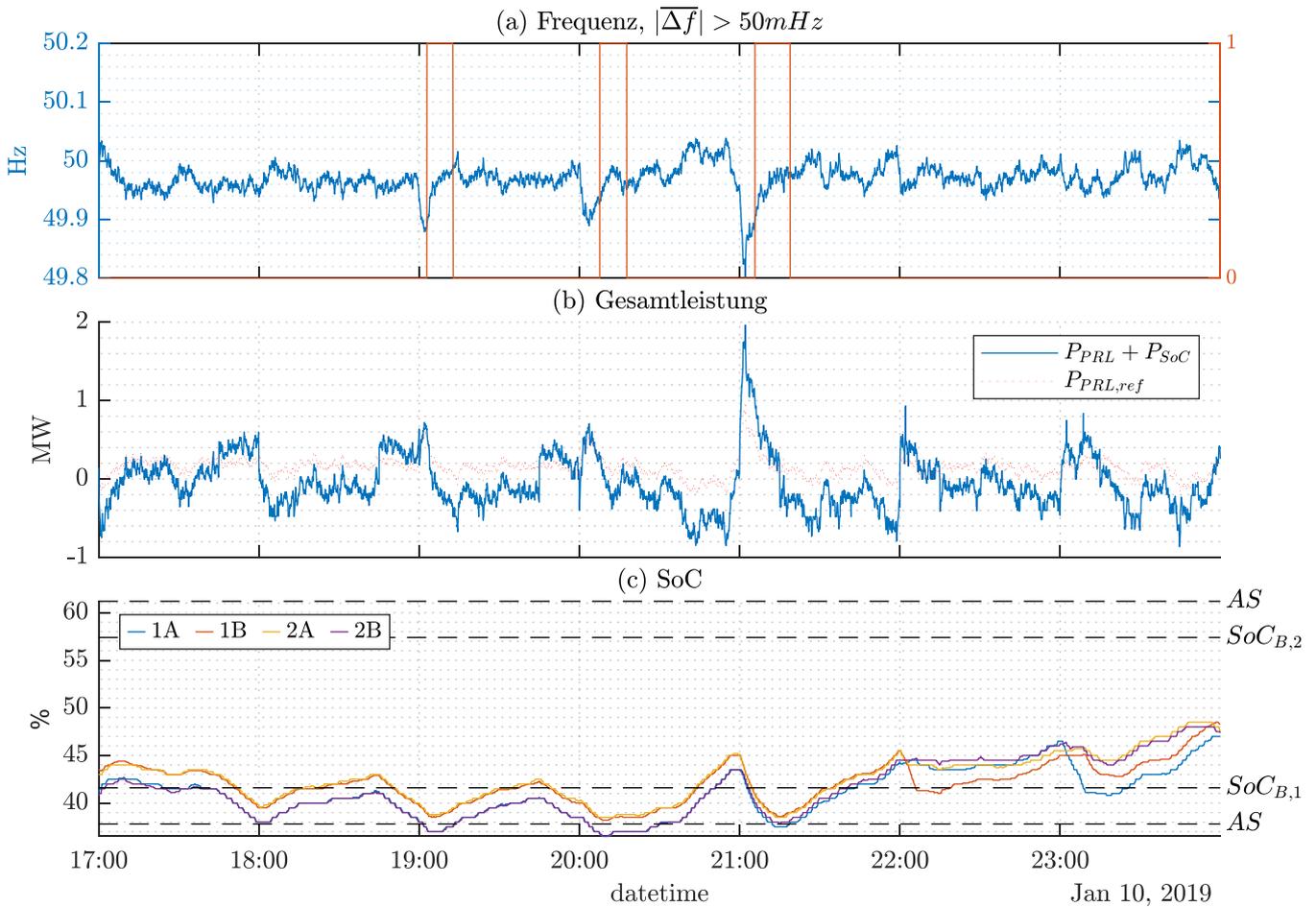


Abbildung 40: Zeitreihe 14.12.2018

## Reaktion auf außergewöhnliche Frequenzereignisse

Die Häufigkeit und das Ausmaß von deterministischen Frequenzabweichungen, welche sehr gut in Abbildung 38 zu sehen sind, hat in jüngster Vergangenheit stark zugenommen. Im Jänner 2019 führten diese deterministischen Frequenzabweichungen zu außergewöhnlichen Frequenzereignissen, welche am 10.01.2019 zu einem massiven Frequenzeinbruch auf 49,8 Hz führten und am 24.01.2019 zu einem massiven Frequenzanstieg auf 50,2 Hz.



**Abbildung 41: Zeitreihe 10.01.2019**

Das Verhalten der Demonstrationsanlage an diesen beiden Tagen ist in Abbildung 41 und Abbildung 42 dargestellt. Es wurde eine Primärregelleistung in der Höhe von  $X_{PRL}=2$  MW angeboten. Die Reaktion auf den Frequenzeinbruch in Abbildung 41 bzw. auf den Frequenzanstieg in Abbildung 42 ist dementsprechend. Der Arbeitsbereich des Ladezustands gemäß Gleichung (7) und die Aktivierung des SoC-Managements bei Überschreitung der Grenzen nach Gleichung (6) sind so festgelegt, dass ein Sicherheitsabstand besteht, welcher einer Energie von einem Viertel der Vollaktivierung der Primärregelleistung für 15 Minuten entspricht. Das hat zur Folge, dass bei Überschreitung eine mittlere Frequenzabweichung größer 50 mHz zu einer Überschreitung des Arbeitsbereichs führen kann. Abbildung 41(a) zeigt deshalb auch die mittlere Frequenzabweichung. Dadurch sind auch die Überschreitungen des Arbeitsbereichs in Abbildung 41(c) zu erklären.

Abbildung 43 zeigt das Verhalten der Demonstrationsanlage anhand der P(f)-Statik. Aufgrund der beiden Ereignisse am 10.01.2019 und am 24.01.2019 wird nahezu die gesamte Statik abgedeckt und weist damit auch die Funktionstüchtigkeit der Demonstrationsanlage nach.

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

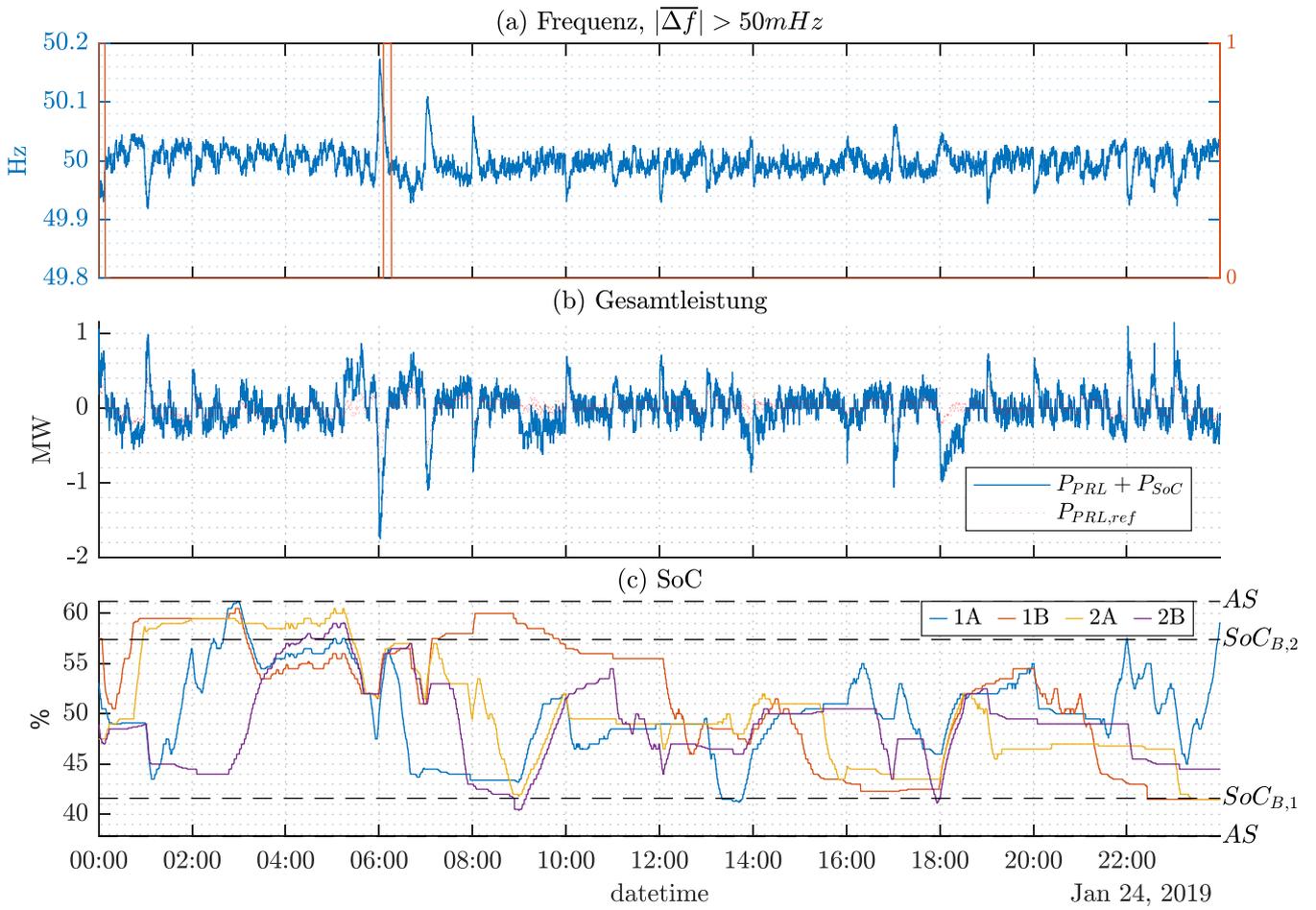


Abbildung 42: Zeitreihe 24.01.2019

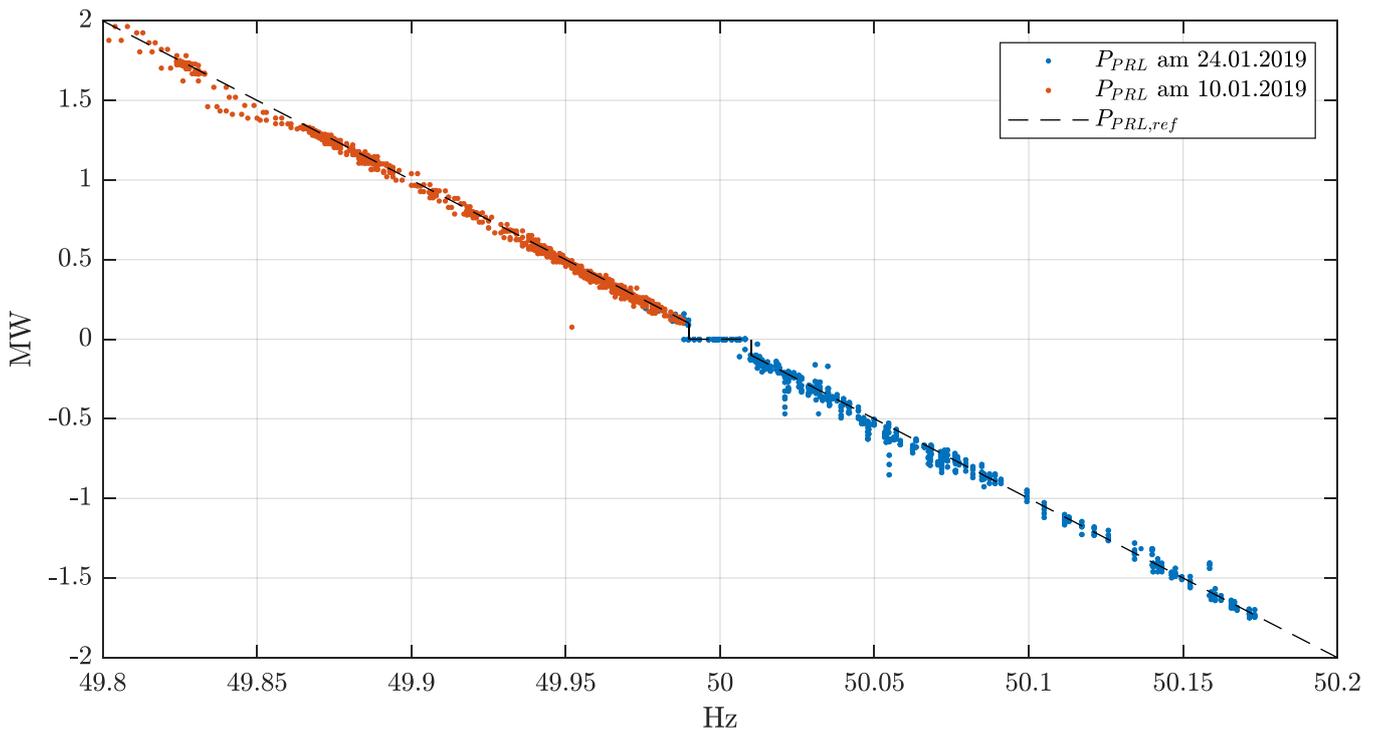
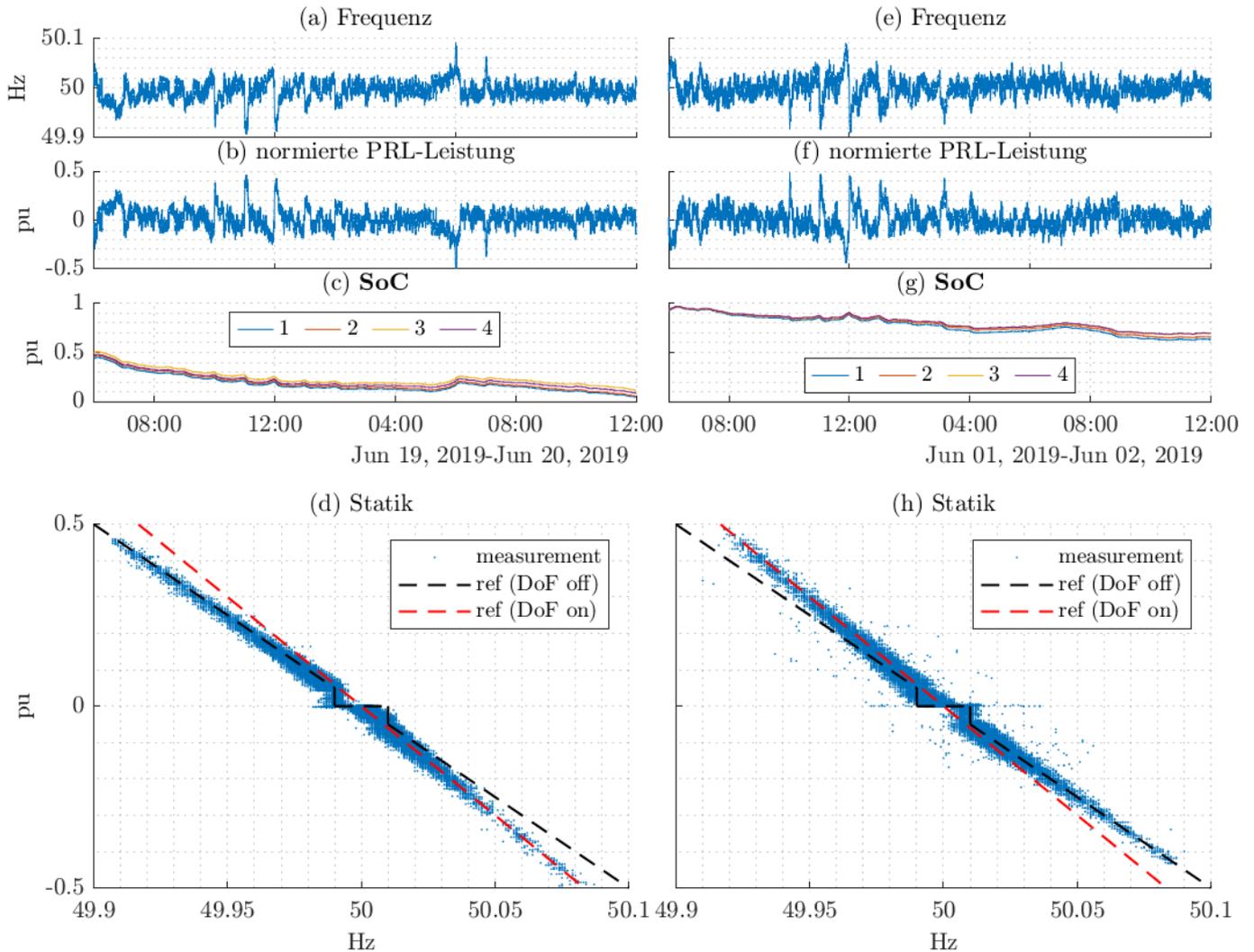


Abbildung 43: Statik der Frequenzregelung

### 3.5.2.2 Einfluss der Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelleistung

In Kapitel 3.2.2 wurden Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelung beschrieben. Diese Freiheitsgrade wurden an der Demonstrationsanlage implementiert und getestet. Das Verhalten der ersten beiden Freiheitsgrade aus Kapitel 3.2.2 ist in Abbildung 44 dargestellt und weist damit gleichzeitig die erfolgreiche Implementierung an der Demonstrationsanlage nach.



**Abbildung 44: Messkurven zur Darstellung der Funktionsfähigkeit der Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelleistung**

### 3.5.2.3 Gleichzeitige Erbringung von Primärregelleistung und Arbitrage

Im Test Nr. 5 gemäß Tabelle 7 wurde während der Erbringung von Primärregelleistung der Ziel-SoC zu definierten Zeitpunkten zwischen 40 % und 60 % variiert. Auf diese Weise wurden Arbitragegeschäfte emuliert um die Strompreisdifferenz im Tagesverlauf auszunutzen. Abbildung 45 zeigt dazu den Zeitverlauf relevanter Messgrößen während des Tests. Die Ladezustände der Abbildung 45(c) zeigen, dass ein überwiegender Anteil der 20 % potentiell vermarktbarer Energie genutzt werden können.

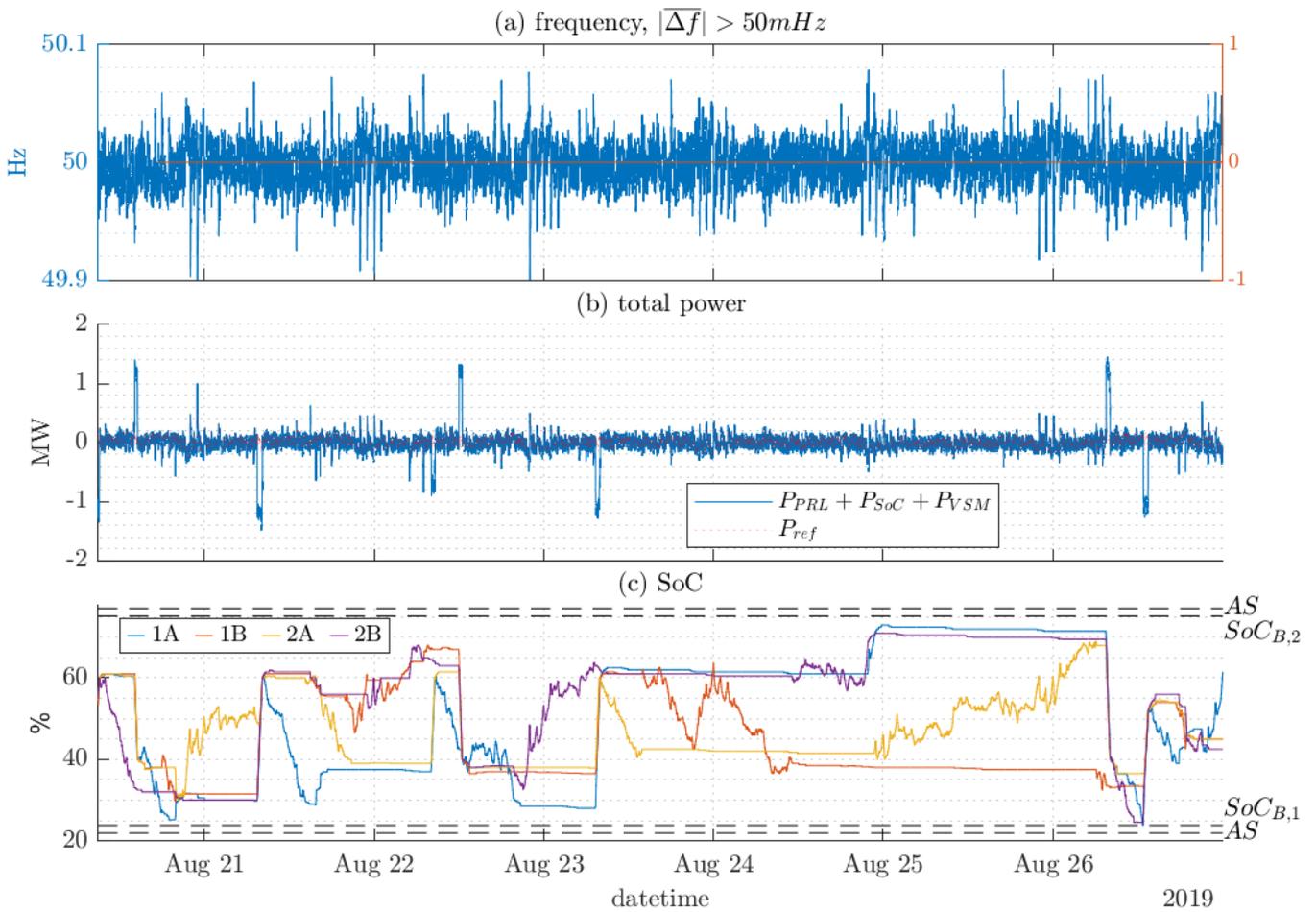


Abbildung 45: Zeitverlauf 20.08.2019 - 26.08.2019

### 3.5.2.4 Gleichzeitige Erbringung von Primärregelleistung und Blindleistung

In Test Nr. 6-10 gemäß Tabelle 7 wird zusätzlich zur Funktion Primärregelung eine Blindleistungsregelung mit verschiedenen Leistungsfaktoren aktiviert. Abbildung 46 zeigt dazu das Verhalten der Blindleistungsregelung als Funktion Q(P). Die Abbildung zeigt neben den gemessenen Größen die Referenzverläufe bei den unterschiedlichen Leistungsfaktoren. Die gemessenen Größen decken sich sehr gut mit den Referenzverläufen.

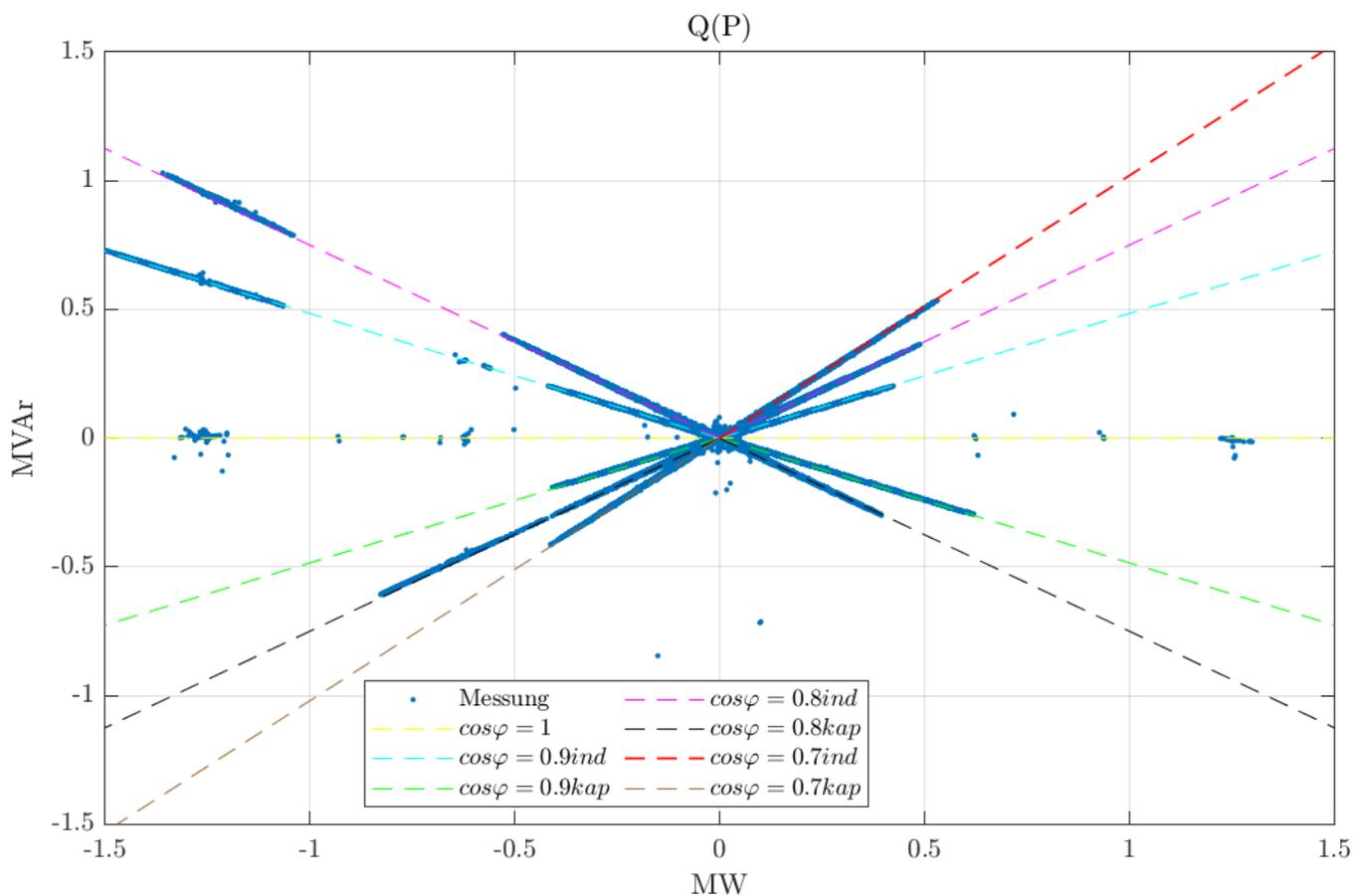


Abbildung 46: Gleichzeitige Erbringung von Primärregelleistung und Blindleistung

### 3.5.2.5 Gleichzeitige Erbringung von Primärregelleistung, Blindleistung und virtueller Schwungmasse

In Test Nr. 11-15 gemäß Tabelle 7 wurde neben der Erbringung von Primärregelleistung die Funktion virtuelle Schwungmasse und eine Blindleistungserbringung mit verschiedenen Leistungsfaktoren aktiviert. Aufgrund der geringen zu erwartenden Frequenzgradienten wurde eine Parametrierung mit maximaler Sensitivität für die Funktion virtuelle Schwungmasse gewählt. Abbildung 47 zeigt dazu den Zeitverlauf relevanter Messgrößen. Der maximale Frequenzgradient im Zeitraum vom 31.07.2019 bis 05.08.2019 betrug 3.5 mHz/s. Mit den gewählten Einstellungen der Funktion virtuelle Schwungmasse führte dies zu einem Leistungsanteil für die Funktion virtuelle Schwungmasse von 6.7 kW.

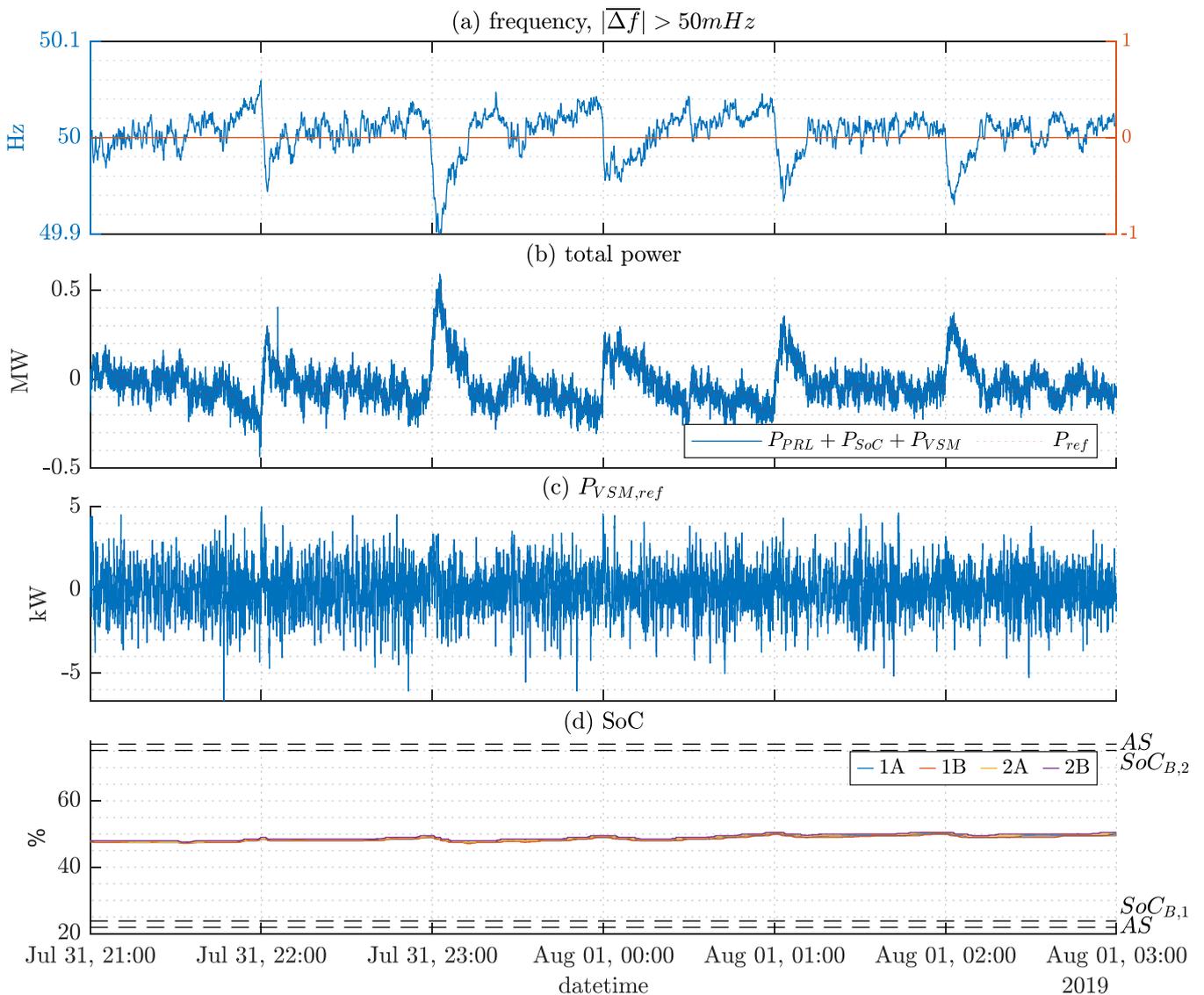


Abbildung 47: Zeitverlauf 31.07.2019 - 05.08.2019

## 3.6 Wirtschaftlichkeit und Geschäftsmodelle

Für die Gewährleistung eines sicheren und hochqualitativen Netzbetriebes ist es für den Netzbetreiber notwendig auf den steigenden Anteil erneuerbarer Energien zu reagieren. Durch die stetige Abnahme an installierten Kapazitäten konventioneller Kraftwerke (z.B. Nuklearausstieg, Kohleausstieg etc.) in Kontinentaleuropa, verringert sich gleichzeitig die Möglichkeit, dass Systemdienstleistungen konventionellen Kraftwerkstypen angeboten werden können. Als Alternative kommt der Betrieb eines Batteriespeichersystems für netzdienliche Systemdienstleistungen in Frage. Da sich ein Batteriespeicher jedoch in diesem Betriebsmodus auf dem Markt durchsetzen muss, um die langfristige Perspektive sicherzustellen, ist es nötig eine ökonomische Analyse durchzuführen. Dadurch können wirtschaftlich sinnvolle Betriebsstrategien ermittelt und weniger sinnvolle vermieden werden.

Aus diesem Grund werden in diesem Kapitel diverse Betriebsstrategien beschrieben, die für ein Batteriespeichersystem Optionen darstellen. Zu Beginn des Kapitels wird die generelle Herangehensweise beschrieben, wie diese Betriebsstrategien analysiert werden sollen. Über

dynamische Investitionsrechnungen soll eine Kosten-Nutzen-Analyse für jeden Betriebsmodus bestimmt werden, um die Wirtschaftlichkeit untersuchen zu können. Dazu kommt ein Überblick über die relevanten Parameter jeder Betriebsstrategie für diese Kosten-Nutzen-Analyse.

Im Anschluss daran wird jede Betriebsstrategie einzeln betrachtet. Besonders relevant ist der Zusammenhang der Betriebsstrategien mit den Charakteristika eines Batteriespeichers. Diverse Betriebsstrategien können auch durch andere Mittel erfolgen, daher ist es notwendig, die Vermarktungspotentiale auf einen Batteriespeicher abzustimmen und richtig zu bewerten. Bei der Berechnung der ökonomischen Analysen ist es relevant die bis jetzt hohen Investitionskosten im Auge zu behalten. Deswegen wird die Wirtschaftlichkeit der Betriebsstrategien hinsichtlich mehrerer Sensitivitäten untersucht, die zu einem kostendeckenden Betrieb führen können.

Das Kapitel schliesst mit der Einordnung der analysierten Betriebsstrategien in den regulatorisch organisatorischen Rahmen. Dabei wird auf die Skalierbarkeit der ermittelten ökonomischen Beurteilungen eingegangen. Wichtig ist die Fragestellung, ob die Konzepte unter Berücksichtigung der vorherrschenden Rahmenbedingungen umgesetzt werden können. Darüber hinaus werden Vorschläge gemacht, wie regulatorische Randbedingungen geändert werden sollten, um Batteriespeicher für den zuverlässigen und hochqualitativen Netzbetrieb zukünftig einsetzen zu können. Darauf aufbauend wurden Themenfelder beschrieben, in denen in Zukunft weitere Forschung betrieben werden sollte.

## **Geschäftsmodelle und ökonomische Analysen**

Ziel dieses Tasks war die detaillierte Beschreibung der zu untersuchenden Betriebsstrategien des Batteriespeichersystems im Mittel- und Niederspannungsnetz bzgl. der daraus erzielbaren Erlöse bzw. der vermeidbaren Opportunitätskosten (z.B. Netzverstärkungs-Maßnahmen), der adressierten Kundengruppen (z.B. Übertragungsnetzbetreiber für Primärregelleistung oder Verteilernetzbetreiber für Spannungshaltung) sowie strategischen Ressourcen (z.B. nötige Partner oder Informations- und Kommunikationstechnik Infrastrukturen). Daraus werden mögliche Geschäftsmodelle abgeleitet, diese sind unter anderem:

1. Erbringung von Primärregelleistung (PRL)
2. Enhanced Frequency Response (EFR)
3. Schwarzstart / Inselbetrieb
4. Statische Spannungshaltung
5. Blindstromkompensation

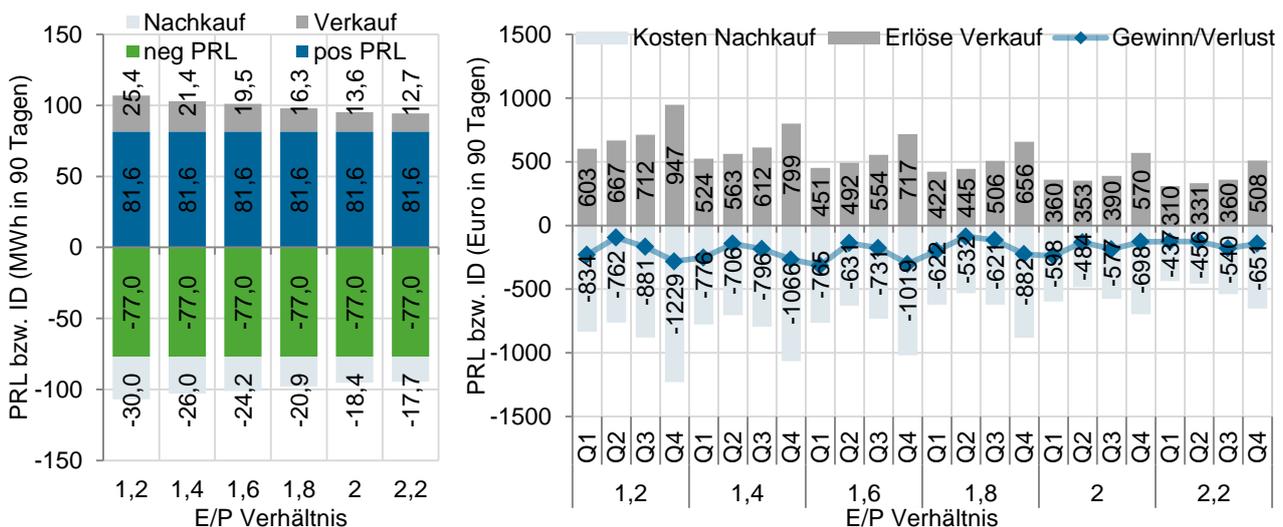
Die ermittelten bzw. erzielbaren jährlichen Erlöse (bzw. eingesparten Opportunitätskosten) je Anwendungsfall werden den Investitions- und Betriebskosten des Speichersystems gegenübergestellt und dessen Wirtschaftlichkeit anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse bzw. mittels dynamischer Investitionsrechnung untersucht.

### **3.6.1 Erbringung von Primärregelleistung**

Batteriespeichersysteme können aufgrund ihrer technischen Eigenschaften sehr gut Primärregelleistung erbringen. Für die Bewertung der Bereitstellung von Primärregelreserve werden zuerst Frequenzabweichungen für einen bestimmten Zeitraum herangezogen um daraus den Bedarf an Primärregelleistung ermitteln zu können. Nachfolgend wird der Einsatz des Batteriespeichersystems basierend auf den sekundlichen Frequenzabweichungen simuliert. Um den Abruf am Regelreservemarkt

100 %-ig gewährleisten zu können, sollte sich der Speicherstand des Batteriesystems immer innerhalb definierter Bandgrenzen befinden, d.h. das Batteriespeichersystem gleicht durch Nach- und Verkäufe am Intraday-Markt den verfügbaren Speicherstand (SOC = State of Charge) aus. Diese Energiekäufe am Intraday-Markt werden in Folge optimiert, um auch hier besonders wirtschaftlich agieren zu können. Insbesondere werden unterschiedliche Optimierungshorizonte, die Leistung des Batteriespeichersystems, Energie zu Leistungsverhältnisse (E/P-Verhältnis) und quartalsweise Betrachtungen analysiert.

Die mengenmäßige Aktivierung der Primärregelleistung (PRL) und die simulierten Energiekäufe am Intraday-Markt sind in Abbildung 48 (links) für 3 Monate und für unterschiedliche E/P-Verhältnisse dargestellt. Die Ergebnisse betreffend Nach- und Verkäufe werden quartalsweise mit den viertelstündlichen EPEXSPOT Intraday-Preisen (gewichteter Durchschnittspreis) für die Preiszone AT-DE von 2016 bewertet. Somit ergeben sich die entstehenden Kosten des Energienachkaufs und die Erlöse des Energieverkaufs. Des Weiteren kann der Gewinn bzw. Verlust je Quartal für die berücksichtigten E/P-Verhältnisse berechnet werden.



**Abbildung 48: Links - Aktivierte PRL und mengenmäßiger Nachkauf (beladen=negativ) und Verkauf (entladen=positiv) von Energie für 3 Monate je E/P Verhältnis (MWh), Rechts - Kosten des Nachkaufes und Erlöse aus dem Verkauf am EPEXSPOT ID-Markt (gewichteter Durchschnittspreis) für die Preiszone AT-DE für 2016 je Quartal und je E/P-Verhältnis (Euro), Quelle: EEG-TUWien.**

In der zuvor erwähnten Simulation werden die Nach- und Verkäufe am Intraday-Markt basierend auf Überschreitung der definierten Bandgrenzen getätigt, d.h. der technisch verfügbare SOC-Bereich wird weitestgehend nicht verwendet. In der nachfolgenden Analyse werden die anfallenden Kosten des Energienachkaufs am EPEXSPOT Intraday-Markt (gewichtete Durchschnittspreise) der Preiszone AT-DE für 2016 minimiert und die möglichen Erlöse durch Verkäufe maximiert, wobei die Verletzung der SOC-Grenzen als Strafterm in der Zielfunktion berücksichtigt wird. Nachfolgend sind die verwendeten Indizes, Parameter und Entscheidungsvariablen ( $V$ ) aufgelistet:

$s \in [1,3888000]$  Zeitindizes (90 Tage in 2 Sekunden-Auflösung)

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

$t \in [1,8640]$	Zeitindizes (90 Tage in 15 Minuten-Auflösung)	
$p_t^{ID}$	viertelstündliche Intradaypreise (gew. Durchschnittspreise)	Euro/MWh
$c^{penalty}$	Strafkosten für das Überschreiten der SOC-Grenzen	Euro/p.u.
$PRL_s$	Aktivierte PRL	MW
$EzuP$	E zu P Verhältnis	[1,2;...;2,2]
$SOC^{\min(\max)}$	minimaler (maximaler) SOC	[0;1]
$V_s^{SOC}$	Speicherlevel je Zeiteinheit	p.u.
$V_s^{SOC^{ext}}$	Überschreitungen der SOC-Grenzen je Zeitintervall	p.u.
$V_s^{IDsell}$	Verkäufe am Intraday-Markt	MW
$V_s^{IDbuy}$	Nachkäufe am Intraday-Markt	MW
$\bar{V}_t^{IDsell}$	viertelstündliche Verkäufe am Intraday-Markt	MW
$\bar{V}_t^{IDbuy}$	viertelstündliche Nachkäufe am Intraday-Markt	MW

## Mathematische Modellierung:

Zielfunktion: 
$$\min_{t,s} \left\{ \left( \bar{V}_t^{IDbuy} - \bar{V}_t^{IDsell} \right) \cdot p_t^{ID} + V_s^{SOC^{ext}} \cdot c^{penalty} \right\}$$

s.t.  $\forall t \in [1,8640], t1 \in (t-1) \cdot 30 \cdot 15 + 1 : t \cdot 30 \cdot 15:$

$$\bar{V}_t^{IDbuy} = \sum_{\tau \in t1} \frac{V_\tau^{IDbuy}}{30 \cdot 15}, \quad \bar{V}_t^{IDsell} = \sum_{\tau \in t1} \frac{V_\tau^{IDsell}}{30 \cdot 15}$$

15-Minuten Produkte:  $V_t^{IDbuy} = V_{t1}^{IDbuy}, \quad V_t^{IDsell} = V_{t1}^{IDsell}$

Kapazitätsbeschränkung:  $-\frac{Cap}{4} \leq V_s^{IDbuy} \leq 0, \quad 0 \leq V_s^{IDsell} \leq \frac{Cap}{4}$

Anfangs-SOC:  $V_1^{SOC} = SOC_1$

SOC-Gleichung: 
$$V_{s+1}^{SOC} = V_s^{SOC} - \frac{(PRL_s + V_s^{IDbuy} + V_s^{IDsell})}{EzuP \cdot 1800}$$

SOC-Beschränkung:  $0 \leq SOC^{\min} - V_s^{SOC^{ext}} \leq V_s^{SOC} \leq SOC^{\max} + V_s^{SOC^{ext}} \leq 1$

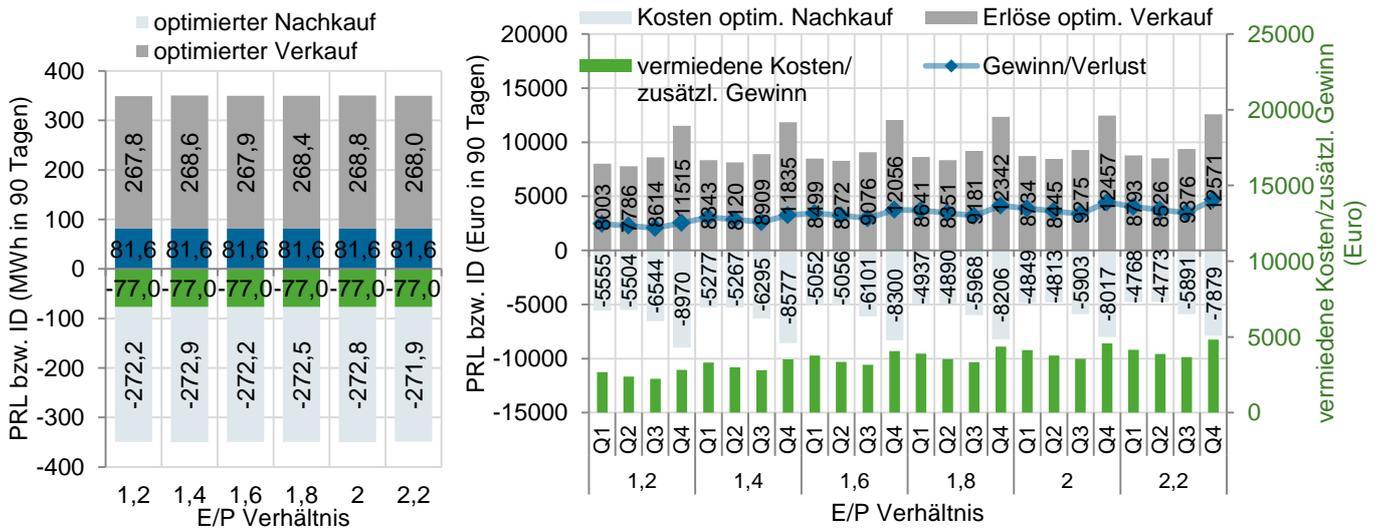
## Folgende Varianten werden analysiert:

1. Optimierungshorizonte: 90 Tage, 24 Stunden, 12 Stunden, 6 Stunden, 3 Stunden und 1 Stunde.
2. Installierte Batterieleistung: 1 MW, 2 MW und 4 MW

In Abbildung 49 (links) sind die aktivierte PRL und die optimierten mengenmäßigen Nachkäufe und Verkäufe am EPEXSPOT Intraday-Markt (gew. Durchschnittspreis) der Preiszone AT-DE für 2016 dargestellt. In der rechten Darstellung finden sich die zugehörigen Kosten und Erlöse je Quartal und E/P-Verhältnis und der resultierende Gewinn bzw. Verlust. Zusätzlich werden die vermiedenen Kosten bzw. der zusätzliche Gewinn mit den simulierten Nach- und Verkäufen verglichen. Der Vergleich der simulierten und optimierten Werte zeigt, dass das 10- bis 20-fache an Verkäufen und 9- bis 15-fache an Nachkäufen am Intraday-Markt in der Optimierung getätigt werden. Generell kann geschlossen werden, je größer das E/P-Verhältnis ist, desto größer das Optimierungspotential.

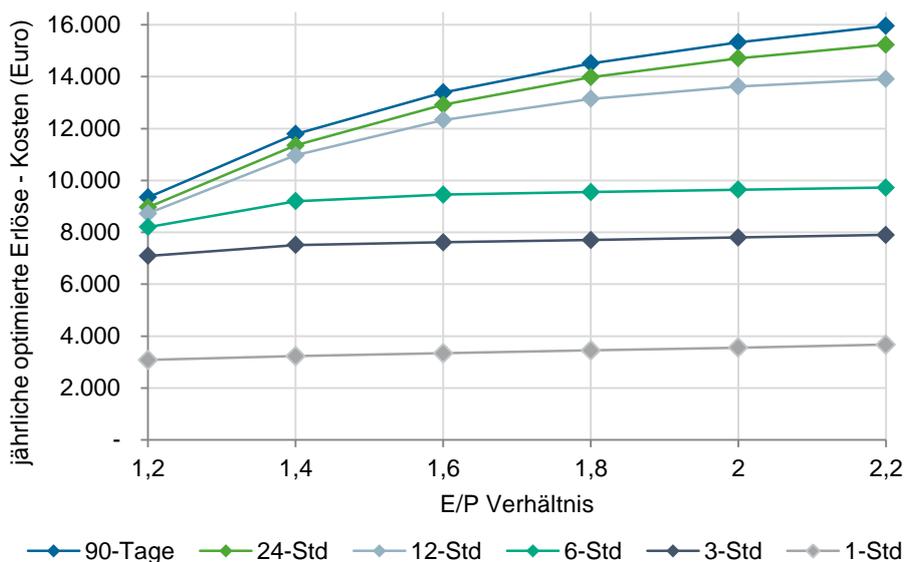
# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



**Abbildung 49: Links - Aktivierte PRL und optimierter mengenmäßiger Nachkauf (beladen=negativ) und Verkauf (entladen=positiv) von Energie für 3 Monate je E/P Verhältnis (MWh) Rechts - Kosten des optimierten Nachkaufes und Erlöse aus dem optimierten Verkauf am EPEXSPOT ID-Markt (gew. Durchschnittspreis) der Preiszone AT-DE für 2016 je Quartal und je E/P-Verhältnis (Euro), Quelle: EEG-TUWien.**

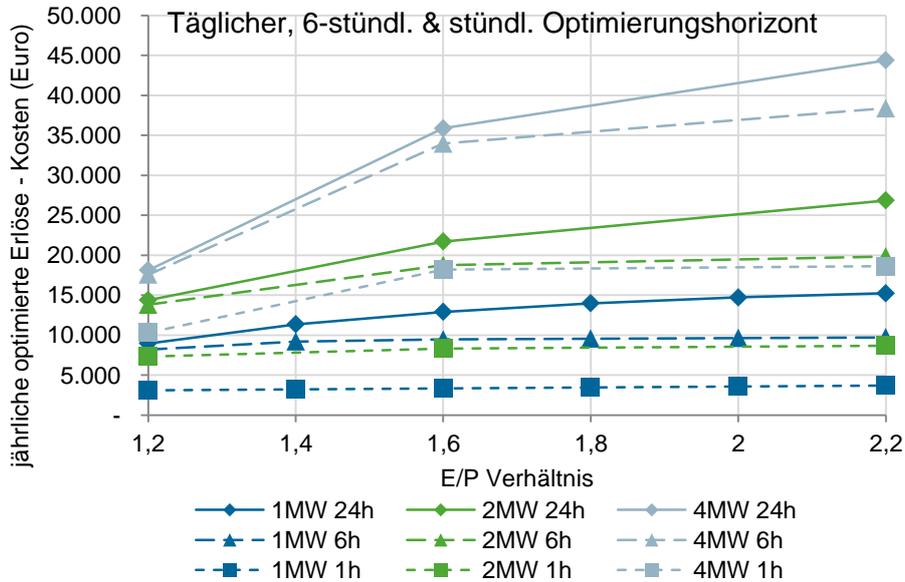
Um den Einfluss perfekter Prognose analysieren zu können, wird der Optimierungshorizont der Nach- und Verkäufe am Intraday-Markt sukzessive von 90 Tagen auf Stundenbasis reduziert. Wie aus Abbildung 50 ersichtlich wird, je größer das E/P-Verhältnis ist, desto größer ist das Optimierungspotential. Wird der Optimierungshorizont jedoch verkürzt, verringert sich dieses Potential.



**Abbildung 50: Jährliche optimierte Gewinne im Hinblick auf Variation des Optimierungshorizontes von 90 Tage auf Stundenbasis, Quelle: EEG-TUWien.**

In der nachfolgenden Untersuchung werden unterschiedliche Leistungen des Batteriespeichersystems angenommen, um dessen Einfluss auf die möglichen Gewinne analysieren zu können. Die Analyse

umfasst Leistungen von 1 MW, 2 MW und 4 MW, wobei die erbrachte bzw. gebotene Primärregelleistung ident mit 1 MW berücksichtigt bleibt. In Abbildung 51 sind die Ergebnisse für drei unterschiedliche Optimierungshorizonte (täglich, 6-stündlich und stündlich), mit den verschiedenen E/P-Verhältnissen und den drei Leistungsstufen dargestellt.



**Abbildung 51: Jährliche optimierte Gewinne im Hinblick auf Variation der Leistung des Batteriespeichers, Quelle: EEG-TUWien.**

Es kann gefolgert werden, dass eine Verdopplung der Leistung nicht mit einer Verdopplung der Gewinne einhergeht, siehe dazu auch Tabelle 8. Jedoch kann bestätigt werden, je größer das E/P-Verhältnis und je größer die Batterieleistung ist, desto größer ist das Optimierungspotential.

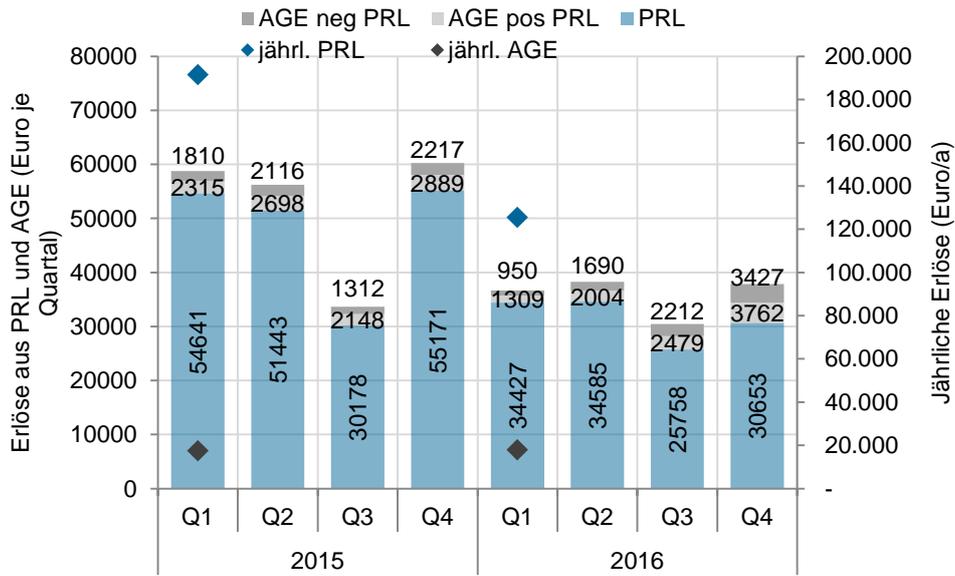
**Tabelle 8: Vergleich des Gewinnzuwachs von 1 MW auf 2 MW bzw. von 2 MW auf 4 MW für die E/P-Verhältnisse 1,2, 1,6 und 2,2 und unterschiedliche Optimierungshorizonte, Quelle: EEG-TUWien.**

Gewinnzuwachs E/P-Verhältnis	1MW-->2MW			2MW-->4MW		
	1,2	1,6	2,2	1,2	1,6	2,2
90 Tage	59,6%	67,8%	74,0%	25,7%	65,0%	65,1%
24h	60,3%	68,1%	76,2%	26,1%	65,3%	65,3%
6h	68,3%	98,4%	104,0%	27,2%	81,1%	93,5%
1h	137,2%	149,2%	136,4%	41,0%	118,5%	114,5%

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichersystems wird die erbrachte Primärregelleistung mit den durchschnittlichen Leistungspreisen für 2015 und 2016 berechnet. Die durch die aktivierte PRL vermiedene Ausgleichsenergie wird mit den Ausgleichsenergiepreisen (Clearingpreis 1) bewertet, [27]. Die Ergebnisse sind quartalsweise für 2015 und 2016 in Abbildung 52 dargestellt. Zusätzlich sind an der rechten Achse die jährlichen Erlöse angeführt. Zu erkennen ist ein deutlicher Rückgang der PRL Leistungspreisvergütung in 2016 im Vergleich zum Vorjahr. Die Ausgleichsenergiepreisbewertung ist mit ~20.000 Euro/a annähernd ident für 2015 und 2016.

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

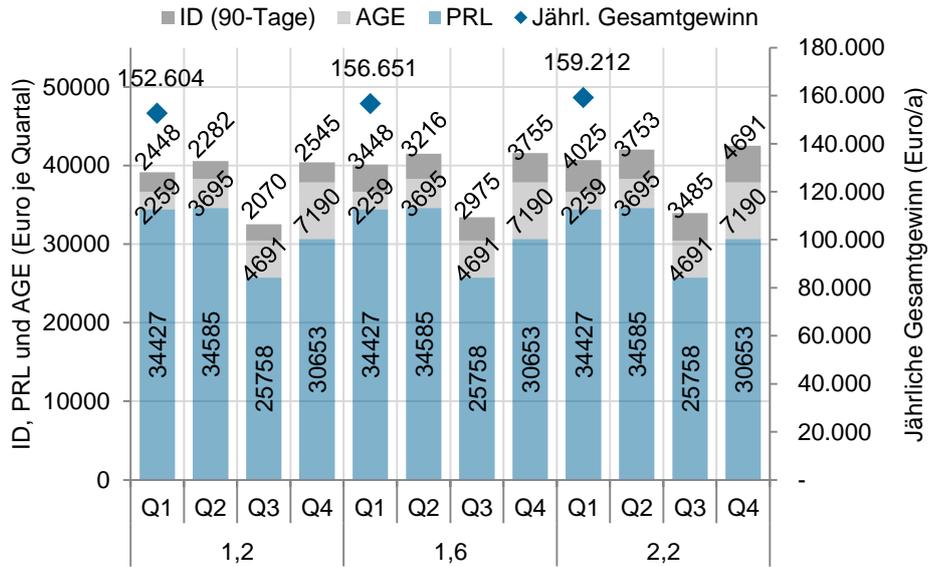


**Abbildung 52: Erlöse aus der Primärregelenergieerbringung (1 MW für 8760 Stunden bewertet mit den wöchentlichen durchschnittlichen Leistungspreisen) und vermiedene Ausgleichsenergieabrufe (aktivierte PRL bewertet mit viertelstündlichen Ausgleichsenergiepreisen so genannte Clearingpreis 1) je Quartal für 2015 und 2016, Quelle: EEG-TUWien.**

Den Erlösen der PRL Bereitstellung und der vermiedenen Ausgleichsenergie 2016 werden die optimierten Ergebnisse des Nach- und Verkaufs am EPEXSPOT Intraday-Markt (gew. Durchschnittspreis) der Preiszone AT-DE für 2016 hinzugerechnet, welches nachfolgend als Gesamtergebnis verstanden wird (Nach-/Verkauf am Intraday-Markt + Ausgleichsenergiebewertung + PRL), siehe Abbildung 53. Dafür werden die Ergebnisse der Intraday-Markt Optimierung 2016 mit dem Optimierungshorizont von 90 Tagen verwendet. Als Batterieleistung wird 1 MW angenommen, dementsprechend wird 1 MW als PRL geboten und es können maximal 0,25 MW am Intraday-Markt gehandelt werden. Das jährliche Gesamtergebnis steigt um 2,65 % für das E/P-Verhältnis von 1,6 und um 4,33 % für das E/P-Verhältnis 2,2.

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



**Abbildung 53: Gesamtgewinn aus Primärregelleistung (1 MW für 8760 Stunden bewertet mit dem wöchentlich durchschnittlichen Leistungspreis), Ausgleichsenergie (aktivierte PRL bewertet mit dem Clearingpreis 1) und Nach-/Verkauf am EPEXSPOT Intraday-Markt (gew. Durchschnittspreis) der Preiszone AT-DE für 2016, Quelle: EEG-TUWien.**

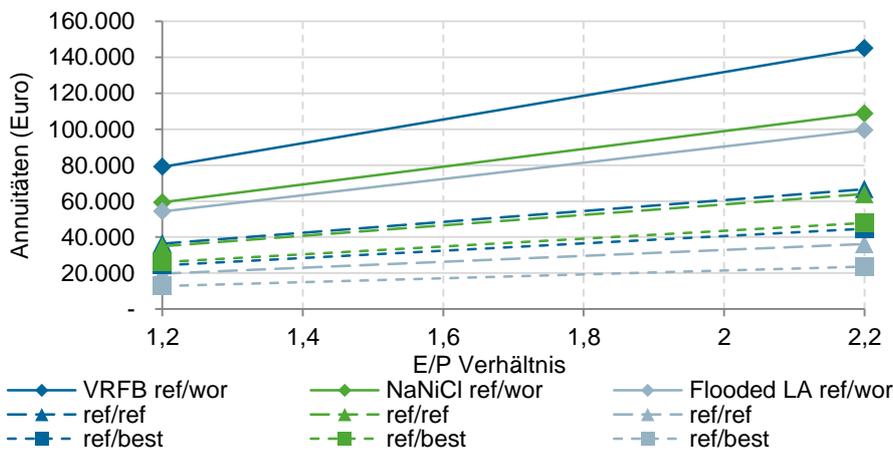
Für die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit werden die Annuitätenfaktoren unterschiedlicher Batteriespeichersysteme berechnet und angewendet, siehe Tabelle 9. Der Annuitätenfaktor bzw. Kapitalwiedergewinnungsfaktor (KWF) wird wie folgt berechnet:  $KWF = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1}$  mit  $i = 3\%$

Zinssatz,  $n$  Anzahl der Jahre.

Für die Installationskosten sind drei verschiedene Kategorien in der verwendeten Literatur angeführt, „worst“ für die höchsten Kosten, „reference“ für mittelmäßig und „best“ zeigt die geringsten Kosten, siehe Tabelle 9. Die resultierenden Annuitäten für den Fall „reference“ Installationskosten und „worst“, „reference“ und „best“ Annuitätenfaktoren sind in Abbildung 54 ersichtlich für Batteriespeichersysteme des Typs VRFB (=vanadium redox flow battery), NaNiCl (=sodium nickel chloride flow battery) und Flooded Lead-Acid.

**Tabelle 9: Technische Daten, Kosten und Annuitätenfaktoren ausgewählter Batteriespeichersysteme, Quelle: EEG-TUWien basierend auf [28].**

Type	Technology	Year	Calendar life (years)			Energy installation cost (USD/kWh)			Annuitätenfaktor			
			worst	reference	best	worst	reference	best	worst	reference	best	
Flow	VRFB	vanadium redox flow battery	2016	5	12	20	1050	347	315	0,22	0,10	0,07
		2030	8	19	32	360	119	108	0,14	0,07	0,05	
	ZBFB	zinc bromine flow battery	2016	5	10	20	1680	900	525	0,22	0,12	0,07
		2030	8	16	32	576	309	180	0,14	0,08	0,05	
High-temperature	NaNiCl	sodium nickel chloride flow battery	2016	8	15	22	488	399	315	0,14	0,08	0,06
		2030	12	23	33	197	161	127	0,10	0,06	0,05	
	NaS	sodium sulphur	2016	10	17	25	735	368	263	0,12	0,08	0,06
		2030	14	24	36	324	162	116	0,09	0,06	0,05	
Lead-acid	Flooded LA		2016	3	9	15	473	147	105	0,35	0,13	0,08
		2030	4	13	21	237	74	53	0,27	0,09	0,06	
	VRLA	valve-regulated lead-acid	2016	3	9	15	473	263	105	0,35	0,13	0,08
		2030	4	13	21	237	132	53	0,27	0,09	0,06	
Li-ion	LFP	lithium iron phosphate	2016	5	12	20	840	578	200	0,22	0,10	0,07
		2030	8	18	31	326	224	77	0,14	0,07	0,05	
	LTO	lithium titanate	2016	10	15	20	1260	1050	473	0,12	0,08	0,07
		2030	15	23	31	574	478	215	0,08	0,06	0,05	
	NCA	nickel cobalt aluminium	2016	5	12	20	840	352	200	0,22	0,10	0,07
		2030	8	18	31	347	145	82	0,14	0,07	0,05	
	NMC/LMO	nickel manganese cobalt/lithium manganese oxide	2016	5	12	20	840	420	200	0,22	0,10	0,07
		2030	8	18	31	335	167	79	0,14	0,07	0,05	
Mechanical	CAES	compressed air energy storage	2016	20	50	100	84	53	2	0,07	0,04	0,03
		2030	20	50	100	71	44	2	0,07	0,04	0,03	
	Flywheel		2016	15	20	25	6000	3000	1500	0,08	0,07	0,06
		2030	23	30	38	3917	1959	979	0,06	0,05	0,04	
	PHS	pumped hydro storage	2016	30	60	100	100	21	5	0,05	0,04	0,03
		2030	30	60	100	100	21	5	0,05	0,04	0,03	



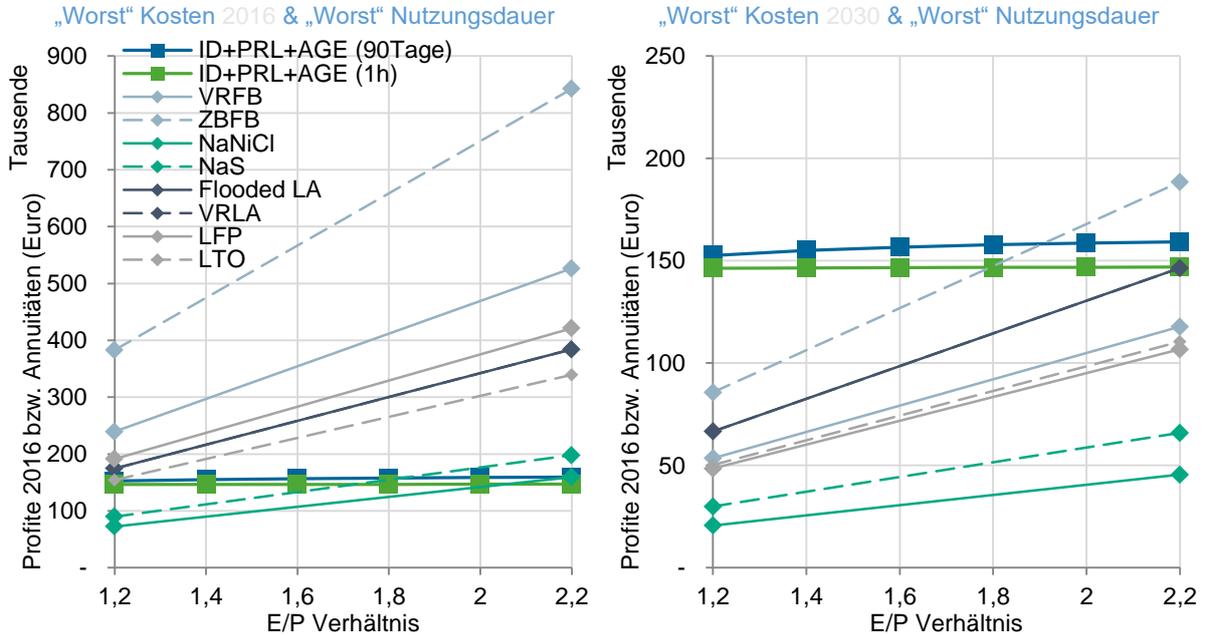
**Abbildung 54: Annuitätenfaktoren unterschiedlicher Batteriespeichersysteme und Annahmen bzgl. Nutzungsdauer („worst“, „reference“ & „best“) und „reference“ Installationskosten, Quelle: EEG-TUWien.**

Als erstes wird ein Vergleich jener Kosten, die im schlimmsten (= „worst“) Fall eintreten können mit dem Profit 2016 durchgeführt, d.h. die höchsten Anschaffungskosten und geringste Nutzungsdauer werden angenommen. Daraus ergeben sich die höchsten Annuitäten der unterschiedlichen Batteriespeichersysteme, siehe Abbildung 55. Der Profit setzt sich aus den optimierten Nach- und Verkäufen am EPEXSPOT Intraday-Markt, der Vorhaltung von Primärregelreserve und den vermiedenen Ausgleichsenergiekosten zusammen, wobei zwei unterschiedliche Optimierungshorizonte des Intraday-Marktes dargestellt sind („ID+PRL+AGE (90Tage bzw. 1h“). Für die angenommenen Installationskosten von 2016 sind nur die Batteriespeichersysteme NaNiCl (=sodium nickel chloride flow battery) und NaS

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

(=sodium Sulphur) mit E/P-Verhältnis 2 und 1,6 wirtschaftlich, d.h. die jährlichen Gesamtgewinne übersteigen die Annuität.

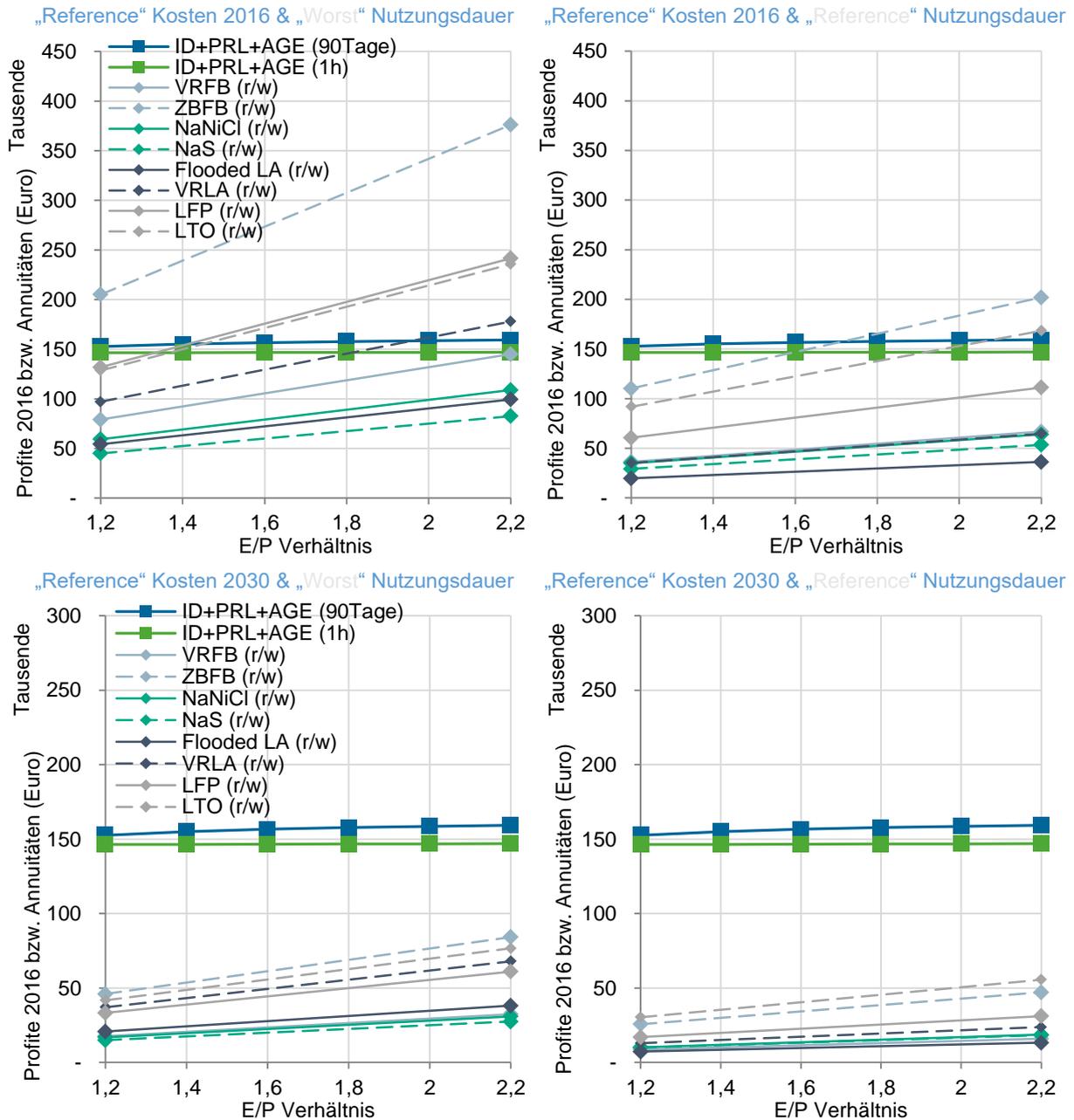


**Abbildung 55: Vergleich der Gesamtgewinne (Intraday+Primärregelleistung+Ausgleichsenergie ID+PRL+AGE) für 2016 und den Annuitäten für die höchsten Installationskosten und niedrigste Nutzungsdauer 2016 und 2030 betreffend unterschiedlicher Batteriespeichersysteme (VRFB=vanadium redox flow battery, ZBFB=zinc bromine flow battery, NaNiCl=sodium nickel chloride flow battery, NaS=sodium Sulphur, Flooded lead-acid, VRLA=valve-regulated lead-acid, LFP=lithium iron phosphate, LTO=lithium titanate).**

Im „Referenz“-Fall der Installationskosten für 2016 (Abbildung 56 oben) sind bereits sämtliche Batteriespeichervarianten unter den getroffenen Annahmen ökonomisch, eine weitere Berücksichtigung längerer Nutzungsdauern („reference“ bzw. „best“) verringert die Annuitäten, d.h. Speichersysteme werden rentabler. Im „Referenz“-Fall der Installationskosten 2030 (Abbildung 56 unten) sind alle Batteriespeichervarianten ökonomisch (unter den getroffenen Annahmen), eine weitere Berücksichtigung längerer Nutzungsdauern verringert die Annuitäten, was wiederum heißt, dass Speichersysteme noch rentabler werden.

# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



**Abbildung 56: Vergleich der Gesamtgewinne (Intraday+Primärregelleistung+Ausgleichsenergie) für 2016 und den Annuitäten für mittlere Installationskosten und niedrigste/mittlere Nutzungsdauer 2016 und 2030 betreffend unterschiedlicher Batteriespeichersysteme, Quelle: EEG-TUWien.**

Der optimierte Nach- und Verkauf am Intraday-Markt liegt bei etwa 5-10 % gemessen am jährlichen Gesamtgewinn, d.h. der Großteil wird über die Vorhaltung von Primärregelreserve, dem Leistungspreis, erwirtschaftet. Dementsprechend sind für zukünftige Investitionsentscheidungen die erwartende Leistungspreisentwicklung und die Investitionskosten des Batteriespeichersystems die entscheidenden Größen.

### 3.6.2 Enhanced Frequency Response

Unter Enhanced Frequency Response (EFR) wird eine Netzdienstleistung verstanden, die sich in die Kategorie der Bereitstellung von Regelenergie einreicht. Üblicherweise wird Primärregelenergie dezentral von Kraftwerken bereitgestellt. Die maximale Aktivierung muss innerhalb von 30 Sekunden nach Auftreten der Frequenzabweichung erreicht werden und zu einer dauerhaften Bereitstellung von mindestens 30 Minuten fähig sein. Zusätzlich zu den standardmäßigen Kategorien, wie Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserve (internationale Bezeichnungen: Frequency Containment Reserve = FCR, automatic und manual Frequency Restoration Reserve = aFRR & mFRR), wird in Großbritannien und Irland seit 2016 Enhanced Frequency Response (EFR) eingesetzt. Da es sich bei beiden Ländern um Inselnetze handelt und vor allem in Irland der Anteil erneuerbarer Energiequellen im europäischen Vergleich sehr hoch ist, ist der Bedarf an reaktionsschnellen Reserven wesentlich höher als im stark vermaschten kontinentaleuropäischen Stromnetz. Laut [29] zeichnet sich EFR dadurch aus, dass Frequenzabweichungen innerhalb von weniger als einer Sekunde abgefangen werden können. Die Dauer der Bereitstellung beläuft sich auf mindestens 15 Minuten. Des Weiteren muss die Bereitstellung von EFR symmetrisch (d.h. gleichmäßig in beide Richtungen, Entnahme und Einspeisung ins Netz) erfolgen, um die Systemfrequenz stets nahe bei 50 Hz zu halten.

Die Bereitstellung von EFR stellt eine weitere mögliche Betriebsstrategie von Batteriespeichersystemen dar, da laut [30] nur Speicher die optimalen technischen Eigenschaften besitzen, wie z.B. die schnelle Aktivierung innerhalb einer Sekunde zu erfüllen. Es bleibt jedoch zu beachten, dass es in Kontinentaleuropa für EFR momentan (noch) keinen Markt gibt. Der Bedarf an reaktionsschnellen Reserven könnte allerdings in Zukunft steigen, da sich durch die Zunahme der Anteile erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung die Systemträgheit verringert. Eine wirtschaftliche Bewertung der Betriebsstrategie kann aufgrund des Fehlens eines Marktes in Kontinentaleuropa nur auf Basis der Rahmenbedingungen in Großbritannien erfolgen. Der britische Übertragungsnetzbetreiber National Grid ESO stellt nach [31] die Voraussetzungen an Anbieter von EFR folgendermaßen dar: Der Speicher muss mindestens 1 MW und maximal 50 MW an Leistung bereitstellen können. Außerdem müssen die technischen Eigenschaften eine Reaktion innerhalb einer Sekunde zulassen. Die Leistung muss zu jedem Zeitpunkt abrufbar sein, d.h. dauerhaft bereitgestellt werden.

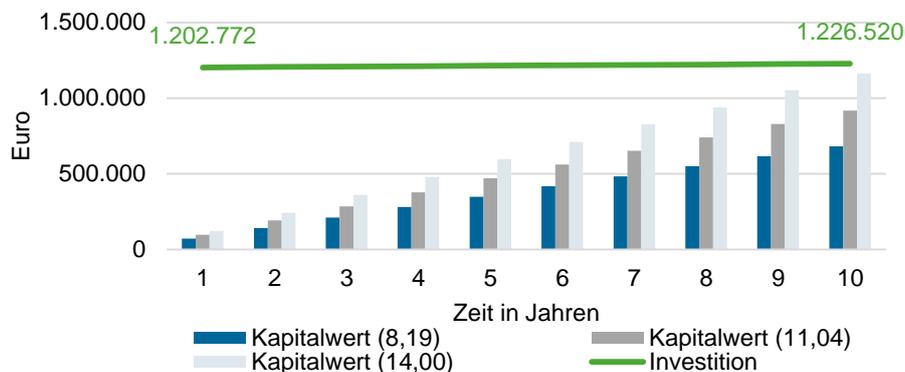
Über ein Gebotsverfahren wurden die Anbieter im Jahr 2016 für eine Dauer von 4 Jahren ausgewählt, siehe Tabelle 10 mit den akzeptierten Geboten.

**Tabelle 10: Akzeptierte Gebote für EFR in Großbritannien, [31].**

Provider Name	Site Location/Name	Type of service	Provider Type	Enhanced Response (MW)	Estimated Start Date	Total Cost of tender £m	GWh of EFR holding	Service Hours	Average price of tender £/MW of EFR/ h
EDF Energy Renewables	T_WBURB-4	Service 2	Storage	49	Dec-17	£ 12.035	1719.312	35088	£ 7.00
Vattenfall	Pen Y Cymoedd	Service 2	Storage	22	Apr-17	£ 5.749	771.936	35088	£ 7.45
Low Carbon	Cleator	Service 2	Storage	10	Dec-17	£ 2.681	337.6	33760	£ 7.94
Low Carbon	Glassenbury	Service 2	Storage	40	Mar-18	£ 12.668	1350.56	33764	£ 9.38
E.ON UK	Sheffield	Service 2	Storage	10	Nov-17	£ 3.891	350.88	35088	£ 11.09
Element Power	TESS	Service 2	Storage	25	Feb-18	£ 10.079	877.2	35088	£ 11.49
RES	RESEFR7-PT	Service 2	Storage	35	Feb-18	£ 14.651	1228.08	35088	£ 11.93
Belectric	Nevendon	Service 2	Storage	10	Oct-17	£ 4.200	350.88	35088	£ 11.97
<b>Total</b>				<b>201</b>		<b>£ 65.954</b>			<b>£ 9.44</b>

Insgesamt konnten 223 Gebote mit Gesamtkosten von 2.840 Millionen Pfund für 5200 MW und im Mittel 30000 Stunden für die zwei sogenannten „Services“ (Service 1:  $\pm 0.05$  deadband, Service 2:  $\pm 0.015$ ) erzielt werden. Der durchschnittliche Preis aller Gebote beläuft sich auf 18,06 Pfund pro MW pro Stunde<sup>3</sup> (umgerechnet 21,13 Euro pro MW pro Stunde), wobei maximal 63,80 und minimal 6,97 Pfund pro MW pro Stunde geboten wurde. Wie in Tabelle 10 zu erkennen ist, beträgt der durchschnittliche Preis der akzeptierten Gebote 9,44 Pfund pro MW pro Stunde (umgerechnet 11,04 Euro pro MW pro Stunde), mit maximal 11,97 und minimal 7,00 Pfund pro MW pro Stunde.

Um ein mögliches Geschäftsmodell im Rahmen der EFR zu bewerten, wird der durchschnittliche Preis für die Bereitstellung der Gebote aus Großbritannien herangezogen. Obwohl der individuelle Preis über Gebote nach dem Prinzip „pay-as-bid“ bestimmt wird, kann der durchschnittliche Preis der Gebote als Referenz verwendet werden. Der Gebotspreis von 11,04 Euro pro MW pro Stunde ergibt eine mögliche Zahlung von ca. 96.752 Euro pro MW pro Jahr. Der Zinssatz für die Kapitalwertberechnung wird mit 0,01 angenommen. Die Erlöse werden somit abgezinst und mit den jährlichen Ausgaben verglichen, wobei die Investition als einmalige Ausgabe in der ersten Zeitperiode betrachtet und mit 1,2 Mio. Euro pro MW<sup>4</sup> angenommen wird. Die Lebensdauer der Batterie ist auf 10 Jahre festgelegt, obwohl sich die tatsächliche Lebensdauer nach den Ladezyklen richtet. Diese können allerdings im Zusammenhang mit EFR nicht sicher bestimmt werden, da es für den Abruf von EFR bislang keine ausreichende Datengrundlage gibt. In diesem Zeitraum fallen außerdem periodische Ausgaben von 2.800 Euro<sup>5</sup> an, die die Betriebskosten der Batterie abdecken und somit zu den Ausgaben addiert werden.



**Abbildung 57: Kumulierte Kapitalwerte der akzeptierten minimalen, maximalen und durchschnittlichen Gebotspreise in Großbritannien gegenübergestellt den Investitionsausgaben (EFR), Quelle: EEG-TU Wien.**

Wie Abbildung 57 zeigt, kann weder mit dem durchschnittlichen noch mit dem maximal gebotenen Wert aus Großbritannien der Betrieb der Batterie kostendeckend gestaltet werden, da die Investitionssumme

<sup>3</sup> Nach dem Umrechnungskurs zum Ende des Jahres 2016, in dem die Gebote abgewickelt wurden, entspricht ein Pfund etwa 1,17 Euro.

<sup>4</sup> Die Investitionssumme über 1,2 Mio. Euro wurde in Absprache mit den Projektpartnern in persönlicher Kommunikation festgelegt.

<sup>5</sup> Die Betriebskosten über 2.800 Euro pro Jahr wurden ebenso in Absprache mit den Projektpartnern in persönlicher Kommunikation festgelegt.

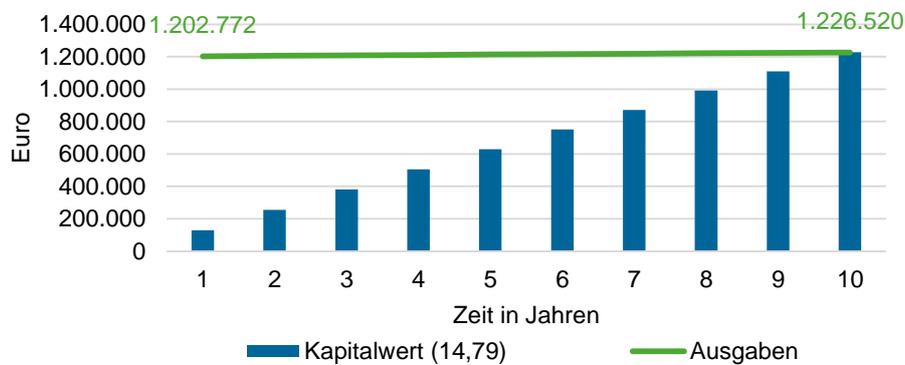
von 1,2 Mio. Euro inklusive Betriebskosten von jährlich 2800 Euro auch nach zehn Jahren nicht erreicht wird.

Im Folgenden wird beschrieben, unter welchen Umständen die Batterie mit EFR kostendeckend betrieben werden könnte.

## Sensitivitätsanalyse hinsichtlich kostendeckenden Betrieb

### a) Kostendeckender zu erzielender Gebotspreis

Im Kontext von EFR lässt sich eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich des zu erzielenden Gebotspreises bestimmen. Dabei wird vernachlässigt, ob der Preis realistisch zu einem Zuschlag führt.



**Abbildung 58: Kumulierter Kapitalwert und Ausgaben für den kostendeckenden Gebotspreis (EFR), Quelle: EEG-TUWien.**

Mit einem Gebotspreis von 12,64 Pfund pro MW pro Stunde, also umgerechnet 14,79 Euro pro MW pro Stunde, und einem angenommenen Zuschlag unter den gegebenen Konditionen kann der Betrieb der Batterie kostendeckend gestaltet werden. Dieser Preis kann im Zusammenhang mit den Geboten aus Großbritannien analysiert werden. Das höchste akzeptierte Gebot beträgt 11,97 Pfund pro MW pro Stunde, wovon die bestimmten 12,64 Pfund pro MW pro Stunde nicht weit entfernt sind. Obwohl der Bedarf, und damit der Preis in Inselnetzen wie Großbritannien höher einzuschätzen ist als in Kontinentaleuropa, könnten die 12,64 Pfund pro MW pro Stunde jedoch als realistischer Betrag eingeschätzt werden. Jedoch bleibt zu bedenken, dass es für EFR in Europa derzeit (noch) keinen Markt und damit keine Erfahrung mit Preisentwicklungen gibt.

### b) Reduktion der Investitionskosten

Unter der Annahme eines fixen Gebotspreises kann auch eine reduzierte Investitionssumme des Speichersystems zu einer Kostendeckung führen. Dazu muss angenommen werden, dass in jedem Fall von einem zu erzielenden Gebotspreis ausgegangen werden kann. Daher wird der durchschnittliche Gebotspreis von 9,44 Pfund pro MW, also 11,04 Euro pro MW für die Analyse verwendet. In Abbildung 59 ist zu erkennen, dass bei einer Reduktion der Anfangsinvestition von 1,2 Mio. Euro auf 890.000 Euro unter der Annahme eines fixen Gebotspreises über 10 Jahre ein kostendeckender Betrieb des Batteriespeichersystems möglich ist, siehe Abbildung 59.

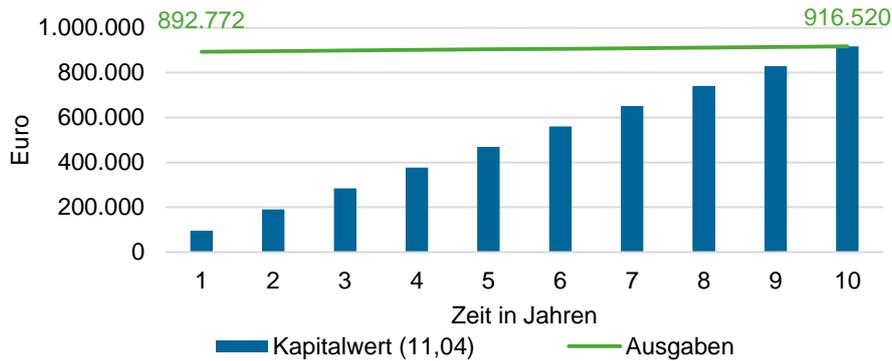


Abbildung 59: Reduzierte Investitionssumme bei fixem EFR Gebotspreis, Quelle: EEG-TUWien

Eine Verlängerung der Lebensdauer der Batterie als mögliche Option zum kostendeckenden Betrieb kann momentan nicht zuverlässig analysiert werden, da es bis jetzt keine Datengrundlage bzgl. Abrufen und Ladezyklen gibt.

Ein wirtschaftlicher Betrieb in Anlehnung an die akzeptierten Gebotspreise in Großbritannien kann für die alleinige Erbringung von EFR nicht gewährleistet werden. Jedoch ist ab einem EFR Gebotspreis von 15 Euro/MW das Batteriespeichersystem rentabel. Auch bei einer Verringerung der Investitionssumme auf 890 kEuro ist das Geschäftsmodell wirtschaftlich.

### 3.6.3 Schwarzstart/Inselbetrieb

Als Betriebsstrategie ist die Bereitstellung der Batterie für Schwarzstart / Inselbetrieb denkbar. Unter Schwarzstart wird die Fähigkeit verstanden, eine Einheit unabhängig vom Stromnetz hochfahren zu können und den weiteren Aufbau des Netzes zu unterstützen. Sehr ähnlich dazu ist die Fähigkeit der Batterie zum Inselbetrieb. Auch hier wird die Batterie unabhängig vom Status des Stromnetzes verwendet und aktiv betrieben. Eine Batterie ist für beide Konzepte geeignet, da Elektrizität gespeichert wird und auf Abruf innerhalb kürzester Zeit bereitgestellt werden kann.

Eine grundsätzliche Annahme bezüglich der Schwarzstartfähigkeit/Fähigkeit zum Inselbetrieb ist jedoch die vollständige Bereitstellung der gesamten Kapazität der Batterie. Es wird somit keine Simulation von Frequenzabweichungen benötigt, da die Batterie in jedem Fall bereitgestellt wird und die Vergütung für die Bereitstellung der Kapazität erfolgt. Daraus lässt sich ableiten, dass diese Betriebsstrategie nicht oder nur zu einem sehr geringen Teil mit anderen Betriebsstrategien kombiniert werden kann. Dies hat große Auswirkungen auf die ökonomische Beurteilung der Betriebsstrategie. Laut [32] z.B. ist der Einsatz wirtschaftlich nur im mehrschichtigen Betrieb realistisch vorstellbar.

In der Literatur finden sich verschiedene Ansätze zur wirtschaftlichen Bewertung der Bereitstellung einer Batterie für Schwarzstart/Inselbetrieb. Es bleibt jedoch zu beachten, dass alle Ansätze auf einer kompletten Bereitstellung der Kapazität zum Schwarzstart/Inselbetrieb basieren. Diese Bereitstellung muss auch über die komplette Zeitperiode, die betrachtet wird, erfolgen. Bei einer jährlichen Betrachtung sind dies 8760 Stunden. [33] bewertet die Bereitstellung einer Batterie für eine Netzdienstleistung anhand des Marktwertes. Der Marktwert einer Dienstleistung wird dabei als Preis definiert, der für die Dienstleistung gezahlt wird. Da die Batterie für diese Betriebsstrategie dauerhaft bereitgestellt wird, wird

der Preis pro MW pro Stunde gerechnet. Als Werte werden in [33] Preise zwischen 1 und 5 \$ pro MW pro Stunde angenommen, die keine tatsächlichen Werte darstellen, jedoch als Referenz gelten sollen<sup>6</sup>. Die tatsächlichen Preise hängen stark vom Betrachtungszeitpunkt und von der Netztopologie ab. Alternativ beschreibt [34] die Bereitstellung von Kapazitäten für Schwarzstart/Inselbetrieb in Dänemark für das Jahr 2008. Dabei müssen die Speicher dauerhaft über das Jahr bereitgestellt werden, jedoch nur zu dem Ausmaß, dass 10 h Vollbetrieb des dazugehörigen Kraftwerks ersetzt werden können. Dies lässt eine Möglichkeit für die gleichzeitige Bereitstellung anderer Systemdienstleistungen offen. Der Preis wird auf 64-68 Euro pro kW pro Jahr festgelegt. Beide Preise aus der Literatur sind vergleichbar, da sie einen auf die Batteriekapazität standardisierten Preis aufweisen, der zur Erlösberechnung verwendet werden kann. Im Vergleich liegt damit der dänische Preis höher als der Preis in [33].

### Analyse der jährlichen Wirtschaftlichkeit mit gegebenen Werten

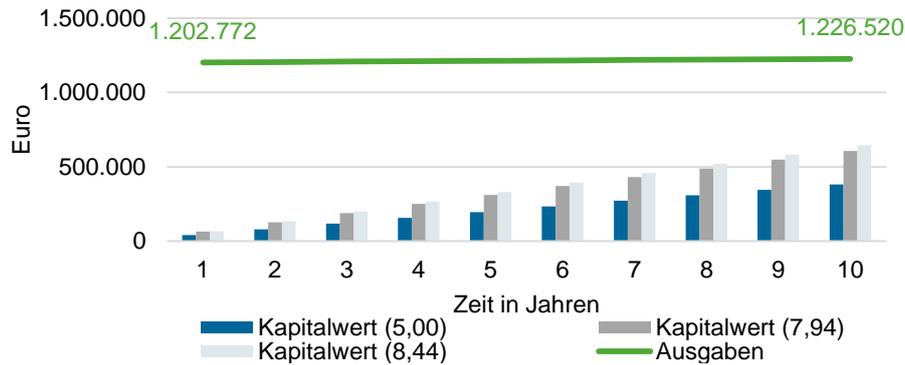
Um die Investition zu bewerten, werden im ersten Schritt die Werte für Erlöse aus der Literatur verwendet. Als Kalkulationszinssatz wird 1 % festgelegt. Die Wirtschaftlichkeit der Investition wird mithilfe der Kapitalwertmethode berechnet. Erlöse werden darin abgezinst und mit den jährlichen Investitionskosten verglichen. Die Lebensdauer (und damit Nutzungsdauer) der Batterie wird grundsätzlich auf 10 Jahre festgelegt, obwohl sich die tatsächliche Lebensdauer nach den Ladezyklen richtet. Die Investitionskosten des Batteriespeichersystems fallen in der ersten Periode an und werden mit 1,2 Mio. Euro angenommen. Zusätzlich fallen jährliche Betriebskosten von 2.800 Euro pro MW an, die über die Lebensdauer abgezinst werden und zur Investitionssumme addiert werden. Die folgende Tabelle zeigt die relevanten Auszahlungen aus der Literatur, [33], [34]. Dabei wurden aus Gründen der Übersichtlichkeit alle Daten vergleichbar gemacht.

**Tabelle 11: Erlöse aus der Literatur, (13), (14) (Schwarzstart/Inselbetrieb), Quelle: EEG-TUWien.**

<b>\$/MW/h</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>7,94</b>	<b>8,44</b>
\$/MW/a	8760	17520	26280	35040	43800	69565	73913
€/MW/a	8059	16118	24178	32237	40296	-64000	-68000

Falls die Erlöse aufsummiert über 10 Jahre den Investitionswert inklusive Betriebskosten übersteigen, kann die Investition des Batteriespeichersystems als wirtschaftlich angesehen werden. Als relevante Größen werden die drei höchsten Preiskategorien herangezogen, da diese die höchsten Erlöse generieren und dennoch einen Vergleich zwischen den Literaturquellen zulassen.

<sup>6</sup> Nach dem Umrechnungskurs zum Ende des Jahres 2015 beträgt der Preisrahmen 0,92 Euro pro MW pro Stunde und 4,60 Euro pro MW pro Stunde. Der aktuelle Wechselkurs ist in diesem Fall nicht von großer Relevanz, da es sich bei den Werten nur um Referenzzahlen handelt.



**Abbildung 60: Kumulierte Kapitalwerte und Ausgaben im Vergleich (Schwarzstart/Inselbetrieb), Quelle: EEG-TUWien.**

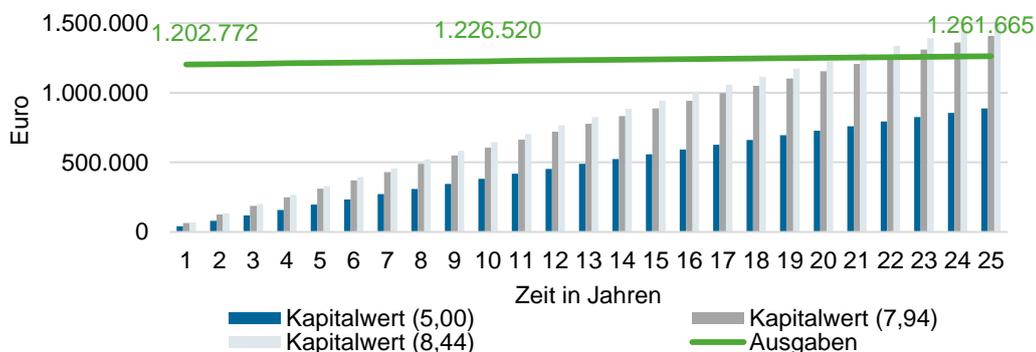
Die Erlöse, die über die zehn Jahre Nutzungsdauer der Batterie erzielt werden, können mit den gegebenen Inputdaten die Ausgaben pro MW Batterieleistung nicht erreichen. Darin ist sowohl die Investitionssumme von 1,2 Mio. Euro pro MW als auch die jährlichen Betriebskosten von 2800 Euro pro MW enthalten. Im folgenden Kapitel wird hinsichtlich einiger Sensitivitäten analysiert, unter welchen Umständen der Betrieb kostendeckend ist.

### Sensitivitätsanalysen hinsichtlich kostendeckenden Betrieb

Unter den gegebenen Daten für die Erlöse aus der Bereitstellung des Speichers für Schwarzstart/Inselbetrieb lassen sich drei Möglichkeiten ableiten, den Betrieb kostendeckend zu gestalten.

a) *Verlängerung der Nutzungsdauer*

Da ein Schwarzstart/Inselbetrieb eine geringe Auslastung der Batterie bedeutet, kann eine längere Nutzungsdauer der Batterie angenommen werden. Unter dieser Annahme lässt sich der Zeitpunkt finden, ab dem der Betrieb des Speichers kostendeckend ist.



**Abbildung 61: Kapitalwerte und Ausgaben mit verlängerter Nutzungsdauer (Schwarzstart/Inselbetrieb), Quelle: EEG-TUWien.**

So ist der erste Zeitpunkt, ab dem die Batterie kostendeckend betrieben werden kann, das 21. Jahr der Nutzung, wenn eine Vergütung von 68000 Euro/MW pro Jahr angenommen wird. Ebenso ist der Betrieb ab dem 23. Jahr kostendeckend, wenn ein Erlös von 64000 Euro/MW zugrunde liegt. Unter der

Annahme von ca. 40300 Euro pro Jahr ist die Batterie innerhalb des betrachteten Zeitraums von 25 Jahren nicht kostendeckend.

*b) Reduktion der Investitionskosten durch technische Entwicklungen*

Unter der ursprünglichen Annahme von 10 Jahren Nutzungsdauer lässt sich ein kostendeckender Betrieb erzielen, wenn von einer verringerten Investitionssumme ausgegangen wird.

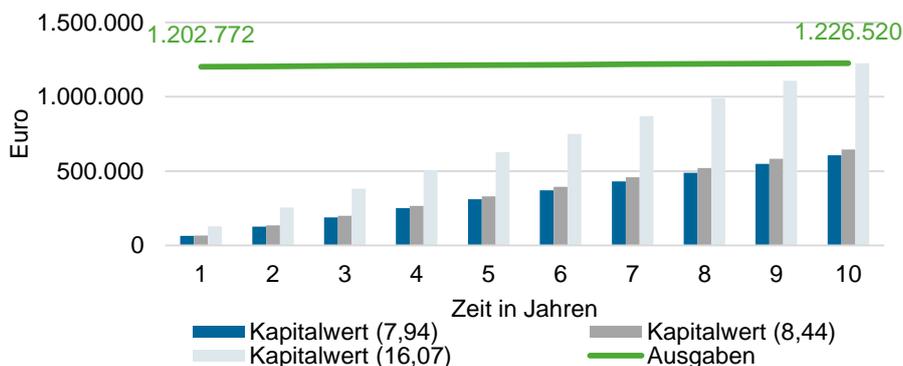
**Tabelle 12: Kumulierte Erlöse und break-even-points (Schwarzstart/Inselbetrieb), Quelle: EEG-TUWien.**

Periode	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Kapitalwert (5)	39897	39502	39111	38724	38340	37961	37585	37213	36844	36479
kumuliert	39897	79399	118510	157234	195574	233535	271119	308332	345176	381656
Kapitalwert (7,94)	63366	62739	62118	61503	60894	60291	59694	59103	58518	57938
kumuliert	63366	126105	188223	249726	310620	370910	430604	489707	548225	606163
Kapitalwert (8,44)	67327	66660	66000	65346	64699	64059	63425	62797	62175	61560
kumuliert	67327	133987	199987	265334	330033	394092	457517	520314	582489	644049

Bei Verwendung der beiden höheren Erlöskategorien ist bei einer Kostenreduktion der Anfangsinvestition von 1,2 Mio. Euro auf 0,58 Mio. Euro der Betrieb kostendeckend. Wird jedoch von der niedrigeren Erlöskategorie ausgegangen, so wäre der Betrieb bis ca. 0,35 Mio. Euro Investitionskosten wirtschaftlich. In den Kosten müssen stets die laufenden Betriebskosten pro Jahr einbezogen werden. In der obenstehenden Tabelle sind die kumulierten Erlöse der Batterie ersichtlich. Die Summe des 10. Jahres muss die Investitionssumme übersteigen, damit das Batteriespeichersystem wirtschaftlich ist. Die Frage, ob eine solche Kostenreduktion innerhalb kürzester Zeit erreicht werden kann, ist zu diesem Zeitpunkt nicht entscheidend. Es soll lediglich die Sensitivität hinsichtlich Parameter analysiert werden, über welche (in Zukunft) eine Kostendeckung erreicht werden könnte.

*c) Höhere Ansetzung der Zahlung pro MW pro Zeiteinheit*

Da der Preis, der in dieser Analyse verwendet wird, lediglich der Literatur entnommen ist, macht es Sinn, den ungefähren Preis zu bestimmen, ab dem die Kosten für die Batterie inklusive Investitionskosten gedeckt werden können.



**Abbildung 62: Kumulierter Kapitalwert mit erhöhtem Erlös (Schwarzstart/Inselbetrieb), Quelle: EEG-TUWien.**

Ab einem gerundeten Preis von 16 \$/MW Bereitstellung in einer Stunde wäre der Betrieb nach zehn Jahren kostendeckend. Die obenstehende Grafik zeigt den Vergleich der Erlösentwicklung für den Preis 16 \$/MW verglichen mit den ursprünglichen höheren Preiskategorien. Umgerechnet in Euro beträgt die notwendige Zahlung 14,79 €/MW Bereitstellung in einer Stunde.

Die in der Literatur angeführten Kapitalwerte für Schwarzstartfähigkeit/Inselbetrieb ermöglichen kein wirtschaftliches Geschäftsmodell. Die Wirtschaftlichkeit kann erreicht werden, wenn entweder die Nutzungsdauer auf über 21 Jahre verlängert wird oder reduzierte Investitionskosten angenommen werden bzw. Kapitalwerte von über 15 Euro/MW angenommen werden.

### 3.6.4 Statische Spannungshaltung

Um die Netzspannung innerhalb vorgegebener Grenzen zu halten, gibt es für Netzbetreiber die Möglichkeit, eine Q(U)-Regelung einzuführen. Unter dieser Regelung speisen erneuerbare Erzeugungsanlagen abhängig von der vorliegenden Spannung Blindleistung ins Netz ein. Im Gegensatz dazu speisen unter normalen Umständen momentan erneuerbare Erzeugungsanlagen gemäß einer  $\cos \varphi$  (P)-Regelung Blindleistung entsprechend ihrer eingespeisten Wirkleistung ein.

Für eine aktive Spannungsstützung ist es nicht nötig, den Netzausbau zu forcieren oder Infrastrukturkomponenten wie den regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) zu nutzen. Die Netzstabilität würde bereits über die Q(U)-Regelung entscheidend verbessert werden. Die Wirtschaftlichkeit dieser Q(U)-Regelung lässt sich daher über einen Vergleich zum ansonsten benötigten Netzausbau oder zu den Kosten von rONTs bestimmen. Dies wurde in [35] beschrieben. In [36] wird ein frei gewähltes Beispielnetz zur Simulation von Frequenzabweichungen durch den Zubau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen genutzt. Dafür wird ein Netz mit 25 zufällig platzierten PV-Anlagen (jeweils 10 kWp) verwendet. Über zehn Perioden werden pro Periode 5 gleiche PV-Anlagen zugebaut, siehe Tabelle 13.

**Tabelle 13: PV-Ausbau im Zeitverlauf (Statische Spannungshaltung), (16).**

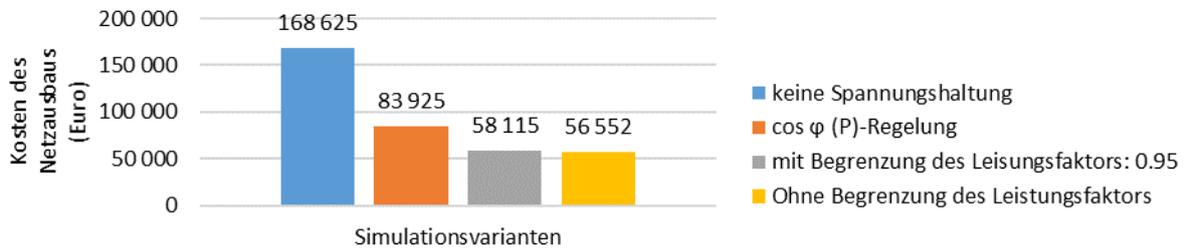
Zeitperiode	Bestand (Anzahl)	Bestand (Leistung)	Investition (Anzahl)
$t_0$	25	250 kWp	+5
$t_1$	30	300 kWp	+5
$t_{10}$	75	750 kWp	

Sollte in diesem Szenario die Aufnahmefähigkeit des Netzes (Spannungsband wird überschritten oder Überladungen treten auf) nicht ausreichen, wird ein Netzausbau nötig. Zuerst werden Parallelkabel verlegt; sollte dies nicht ausreichend sein, werden als weitere Option die vorhandenen Kabel durch stärkere ersetzt und eventuell der Transformator erneuert. Eine Übersicht der angenommenen Kosten bietet Tabelle 14.

**Tabelle 14: Übersicht der angenommenen Kostenparameter (Statische Spannungshaltung), (16).**

Objekt		Kosten pro Einheit	Lebensdauer
Transformatoren	400 kVA	8000 Euro	40 Jahre
	630 kVA	11000 Euro	40 Jahre
	800 kVA	13500 Euro	40 Jahre
Kabel	3x150 mm NAYY	13 Euro/m	40 Jahre
	3x240 mm NAYY	18,5 Euro/m	40 Jahre
	Bodenarbeiten	55 Euro/m	40 Jahre

Dieses Szenario und der entsprechende Netzausbau werden für die 10 Perioden simuliert und die Investitionskosten aufsummiert. Es existieren drei verschiedene Varianten, um den Nutzen einer Q(U)-Regelung auszuarbeiten. Die Simulation wird zunächst für die Situation komplett ohne Spannungshaltung durchgeführt, anschließend mit einer  $\cos \varphi$  (P)-Regelung, in der der Blindstrom gemäß der eingespeisten Wirkleistung zu berechnen ist. Schließlich wird noch die Q(U)-Regelung beachtet, d.h. Blindleistung wird abhängig von der vorliegenden Spannung eingespeist. Abbildung 63 zeigt die aufsummierten Investitionskosten des benötigten Netzausbaus der drei Varianten im Vergleich. Zu erkennen ist, dass die Kosten für den nötigen Netzausbau bei „keiner Spannungshaltung“ am höchsten sind. Die gegebene „ $\cos \varphi$  (P)-Regelung“ verursacht die zweithöchsten Netzausbaukosten mit knapp der Hälfte der Kosten ohne Spannungshaltung.



**Abbildung 63: Kosten des Netzausbaus (Statische Spannungshaltung), [36].**

Die Q(U)-Regelung wird mit und ohne eine Begrenzung des Leistungsfaktors berechnet. Die Kosten sind in beiden Fällen ähnlich hoch und insgesamt deutlich am geringsten im gezeigten Vergleich. Um die Ergebnisse zu übertragen, wird ein durchschnittlicher Kostensatz pro kWp neuer erneuerbarer Erzeugung berechnet. Für den Speicher, der zur statischen Spannungshaltung verwendet werden soll, kann dann die zu „bewältigende“ Leistung an Erzeugung individuell berechnet werden. Der Nettoeffekt der Batterie kann also nur die Netzausbaukosten beinhalten, die durch die kompensierbare Leistung der Batterie eingespart werden können.

**Tabelle 15: Bestimmung der normalisierten Kosten des Netzausbaus (Statische Spannungshaltung), Quelle EEG-TU Wien.**

	Leistung der neuen Erzeugung	Durchschnittliche Kosten
Keine Spannungshaltung	750 kWp	168.625 Euro
	1 kWp	225 Euro
cos φ (P)-Regelung	750 kWp	83.925 Euro
	1 kWp	112 Euro
Q(U)-Regelung ohne Begrenzung des Leistungsfaktors	750 kWp	56.552 Euro
	1 kWp	75 Euro

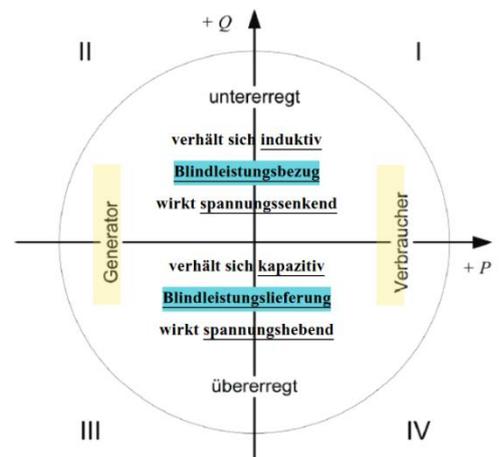
Aus der Literatur ist ersichtlich, dass normalisiert pro kWp neuer erneuerbarer Erzeugung durch eine Q(U)-Regelung ein Netzausbau in Höhe von 150 Euro eingespart werden kann, im Vergleich mit den Ausbaurkosten ohne jegliche Spannungshaltung. Verglichen mit der gegebenen cos φ (P)-Regelung können Netzausbaurkosten in Höhe von 37 Euro eingespart werden.

### 3.6.5 Blindstromkompensation

In [37] ist Blindstrom bzw. Blindleistung wie folgt definiert: Blindleistung resultiert aus den in Energieanlagen vorhandenen Blindwiderständen, den sogenannten Reaktanzen. Als Blindwiderstände wirken Induktivitäten, wie Spulen und stark belastete Freileitungen, und Kapazitäten, wie Kondensatoren und Kabel. Blindwiderstände speichern Energie in Magnetfeldern (Induktivitäten) und elektrischen Feldern (Kapazitäten) im Wechsel der Polarität in Wechsel- und Drehstromsystemen<sup>7</sup> ein und aus. Blindleistung entsteht dabei sowohl im Netz als auch bei Letztverbrauchern und Erzeugern. Dieses Ein- und Ausspeichern erzeugt eine induktive oder kapazitive Blindleistung. Durch Blindleistung erfolgt – im Gegensatz zur Wirkleistung – kein Energietransport von A nach B. Blindleistung ist eine Energie, die im Energiesystem zwischen Kapazitäten und Induktivitäten wechselnd ausgetauscht wird. Blindleistung wird also nicht tatsächlich geliefert oder bezogen.

Trotzdem wird im technischen Sprachgebrauch von einer „Blindleistungslieferung“ und einem „Blindleistungsbezug“ als Synonym für kapazitive oder induktive Blindleistung gesprochen. Die Zuordnung ist willkürlich, üblich ist jedoch die Benennung nach dem sogenannten Verbraucherzählpeilsystem. Abbildung 64 beschreibt für Erzeugungsanlagen und Letztverbraucher die sogenannte Blindleistungslieferung und den sogenannten Blindleistungsbezug getrennt nach Entnahme und Einspeisung von Wirkleistung im gebräuchlichen Verbraucherzählpeilsystem.

Netzbetreiber sind heute frei in der Wahl ihrer Mittel: Sie können die benötigte Blindleistung



**Abbildung 64: Scheinleistungskreis nach dem Verbraucherzählpeilsystem,**

<sup>7</sup> Im Gleichstromkreis findet kein Wechsel der Polarität statt. Dadurch verhalten sich Gleichstromnetze grundlegend anders.

1. von vor- oder nachgelagerten Netzbetreibern beziehen,
2. durch eigene Netzbetriebsmittel bereitstellen,
3. durch technische Anschlussbedingungen voraussetzen,
4. von Anbietern (bspw. Erzeugungsanlagen oder Speichern) einkaufen,
5. über eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung mittels spannungsbedingtem Redispatch anfordern,
6. von Letztverbrauchern mit Kompensationsanlage beziehen oder
7. durch Prüfung und Anpassung von Anschlussverträgen Letztverbraucher verpflichten, ihren Blindleistungsbedarf zu reduzieren.

Neben der Blindleistungserbringung aus eigenen Betriebsmitteln haben einige Netzbetreiber bilaterale Verträge mit einzelnen Erzeugungsanlagen, um sich so die benötigte Blindleistung für das Netz als Dienstleistung zu beschaffen. Die bisher gelebte Praxis der vertraglichen Beschaffung von Blindleistung ist für Marktteilnehmer zum Teil wenig transparent. Insbesondere Vertreter der Windenergieanlagenbranche bemängeln, dass nur konventionelle Kraftwerksbetreiber eine Vergütung für ihre Dienstleistungen erhalten würden. Sie fordern, dass entsprechende Verträge auch erneuerbaren Erzeugungsanlagen angeboten werden müssten.

	Preis für Blindarbeit
Studie des BWE zu Blindleistungskosten (untere Grenze)	0,50 €/MVAh
Studie des BWE zu Blindleistungskosten (obere Grenze)	2,27 €/MVAh
Blindleistungsvergütung Kohlekraftwerk durch ÜNB	0,16 €/MVAh
Blindleistungsvergütung Pumpspeicherkraftwerk durch ÜNB	0,08 €/MVAh
Blindleistungsvergütung Kohlekraftwerk durch ÜNB	0,65 €/MVAh
Blindleistungsvergütung konventionelles Kraftwerk durch VNB	0,61 €/MVAh
Maximum	<b>2,27 €/MVAh</b>
Minimum	<b>0,08 €/MVAh</b>
Beispiel für Blindleistungsvergütung in England und der Schweiz	
Blindleistungsvergütung in England bei erfolgreicher Ausschreibung (Januar 2017)	0,84 €/MVAh
Blindleistungsvergütung in England bei unzureichendem Angebot (Januar 2017)	4,21 €/MVAh
Blindleistungsvergütung in der Schweiz	2,80 €/MVAh

**Abbildung 65: Beispiele für Blindleistungsvergütungen und Kosten für Blindleistungserbringung, [37].**

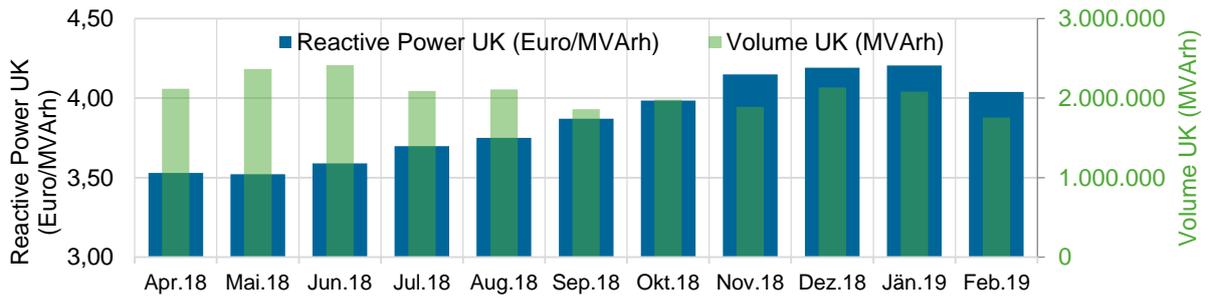
Die Vergütungen, die für die geleistete Blindarbeit bezahlt werden, variieren stark<sup>8</sup>. Während zum Teil im europäischen Raum recht hohe Vergütungen bezahlt werden, ist die Vergütung von konventionellen Kraftwerken durch Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Deutschland moderater.

Der Netzbetreiber National Grid ESO in Großbritannien veröffentlicht monatliche Berichte über die Vergütung von Blindleistungsbereitstellung (zu finden unter Reactive Power). In Abbildung 66 sind die monatlichen Durchschnittspreise in Euro/MVAh für April 2018 bis Februar 2019 basierend auf den monatlichen Kosten und der bereitgestellten Blindleistung dargestellt, siehe [38].

<sup>8</sup> Die Vergütungen für Blindarbeit sind nur eingeschränkt vergleichbar, da bspw. einige Vergütungsmodelle nicht nur die Blindarbeit vergüten, sondern auch weitere Bestandteile enthalten.

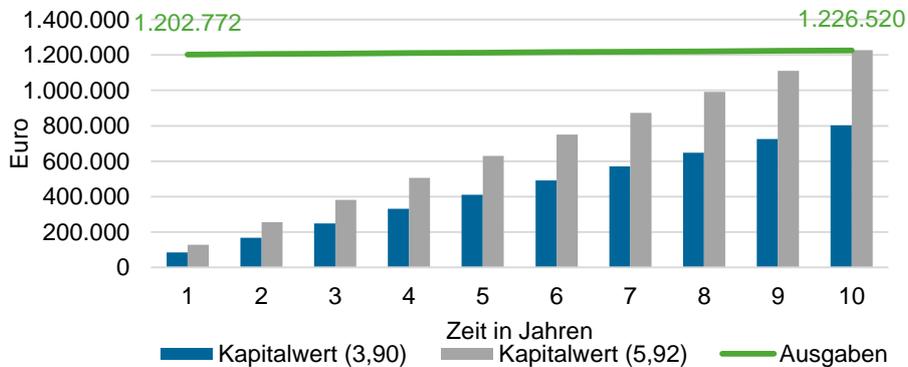
# Energieforschungsprogramm - 02. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



**Abbildung 66: Monatlicher Durchschnittspreis für Reactive Power in Großbritannien, Quelle: EEG-TUWien basierend auf [38].**

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Blindleistungsbereitstellung durch Batteriespeichersysteme wird eine Anfangsinvestition von 1,2 Mio. Euro pro MW, jährliche Betriebskosten von 2.800 Euro und eine Nutzungsdauer von 10 Jahren angenommen (vgl. Kapitel 3.6.2). Für die Berechnung des kumulierten Kapitalwerts (siehe Abbildung 67) wird der Mittelwert der in Abbildung 66 dargestellten Durchschnittspreise verwendet und es wird unterstellt, dass Blindleistung ein ganzes Jahr bereitgestellt wird. Die Nennscheinleistung des angenommenen Batteriespeichersystems beträgt 2,5 MVA und ist zirkular nutzbar, d.h. es können dauerhaft 2,5 MVAr (induktiv, kapazitiv) erbracht werden. Die Analyse ergibt, dass unterhalb einer Zahlung von 5,92 Euro/MVArh das angenommene Batteriespeichersystem nicht rentabel betrieben werden kann, ab diesem Wert ist das Projekt wirtschaftlich unter den getroffenen Annahmen.



**Abbildung 67: Kumulierte Kapitalwerte und Ausgaben (Blindstromkompensation), Quelle: EEG-TUWien.**

Unter der Annahme, dass dauerhaft 2,5 MVAr bereitgestellt werden und dementsprechend vergütet werden, ist ab einem Zahlungswert von 6 Euro/MVArh das Geschäftsmodell des Batteriespeichers wirtschaftlich.

## 3.7 Regulatorische Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen

Die analysierten Geschäftsmodelle werden im Kontext zu den derzeit gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen nachfolgend diskutiert. Somit können Aussagen zur aktuellen Umsetzbarkeit der Konzepte getroffen, sowie etwaige regulatorische Barrieren identifiziert werden. Dabei soll besonders

auf die Problematik des zeitgleichen Einsatzes des Batteriespeichersystems im Verteilnetz (z.B. Spannungshaltung) sowie am Regelenergiemarkt (Primärregelreserve) eingegangen werden. Dies stellt eine Überschneidung der Kompetenzen von Verteilnetzbetreibern und Versorgungsunternehmen dar und ist innerhalb des vertikal entflochtenen Stromsektors (Unbundling) derzeit nicht in dieser Form vorgesehen. Abgeleitet von den gewonnenen Erkenntnissen sowie unter Einbeziehung internationaler Entwicklungen hinsichtlich der „Unbundling- Problematik“ werden die nötigen Schritte zur Beseitigung dieser Barrieren erörtert.

## **Beispiele des möglichen netzdienlichen<sup>9</sup> Einsatzes von Batteriespeichern, vgl. [32]:**

- Versorgungssicherheit und Netzwiederaufbau
  - Beitrag zur gesicherten Leistung
  - Schwarzstartfähigkeit
- Spannungshaltung und –qualität
  - Blindleistungsbereitstellung (statische Spannungshaltung)
  - Bereitstellung von Kurzschlussleistung (dynamische Spannungshaltung; Fault-Right-Through)
- Frequenzhaltung durch Wirkleistungsregelung (sofortige Momentanreserve; transient)
- Netzbetriebsführung
  - Gradientensteuerung/Ramping (hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten)
  - Netzengpassmanagement/Redispatch
- Zukünftig „Flexibilitätsprodukte“ für netzdienlichen Einsatz, bereitgestellt von Batteriespeichern

## **Ermöglichung der Nutzung von Flexibilitäten durch die Netzbetreiber?; vgl. [32]**

Bei der netzdienlichen Nutzung von Flexibilitäten als Alternative zum konventionellen Netzausbau werden aus Sicht des Netzbetreibers Investitionskosten durch betriebliche Aufwände substituiert. Damit der Netzbetreiber einen Anreiz hat, bei Engpässen die kostenoptimale Lösungsoption zu wählen, muss sichergestellt werden, dass die Anreizregulierung Investitionskosten und betriebskostenintensive Lösungsansätze gleichwertig behandelt und nicht beispielsweise durch eine einseitige Begünstigung in der Verzinsung die Bewertung von Lösungsoptionen verzerrt (CAPEX-OPEX Problematik der Anreizregulierung).

### **3.7.1 Einordnung von Speichertechnologien in die geltende Rechtslage**

(vgl. [32]) Da die Elektrizität bei jeder derzeit bekannten „Speichertechnologie“ umgewandelt wird, (z.B. chemische oder potenzielle Energie, synthetisches Gas), handelt es sich für die Zwecke der gesetzlichen Einordnung bei den unter „Speicherung“ verstandenen Vorgängen um Umwandlung von elektrischer Energie und gegebenenfalls Rückumwandlung in elektrische Energie.

Bezogen auf geltende Rechtsgrundlage, insbesondere EIWOG2010, können Speicher für Elektrizität beim „Einspeichern“ von Strom einerseits als **Endverbraucher bzw. Entnehmer** qualifiziert werden (§7Abs.1Z12 und 14EIWOG2010), sowie beim „Ausspeichern“ als **Einspeiser bzw. Erzeuger** (§7Abs.1Z10 und 17EIWOG2010). Dies gilt auch sinngemäß im Sinne des GWG2011 für Gasspeicher.

---

<sup>9</sup> Im ELWOG existiert keine Definition was als netz- oder systemdienliche Anwendung gesehen werden kann.

Die Qualifikation der Speicher als **Entnehmer/Endverbraucher** und **Einspeiser/Erzeuger** macht den Speicherbetreiber zum Netznutzer, der gemäß §51ffEIWOG2010 grundsätzlich zur Entrichtung von Systemnutzungsentgelten gemäß SNE-VO2012idgF verpflichtet ist.

Speicher haben als Betreiber von Erzeugungsanlagen gemäß §66EIWOG2010 u.a. folgende Verpflichtungen:

- sich einer Bilanzgruppe anzuschließen;
- bei Verwendung eigener Zählrichtungen und Einrichtungen für die Datenübermittlung die technischen Vorgaben der Netzbetreiber einzuhalten;
- Mittel für die Bereitstellung der Primärregelleistung im Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmenge aufzubringen, sofern die Erzeugungsanlage eine Engpassleistung von über 5 MW hat (§68fEIWOG2010).

**Bestehende Ausnahmeregelungen bzw. begünstigte Regelungen, vgl. [32]:**

- §111Abs.3EIWOG2010 sieht vor, dass für **Neuanlagen** von Pumpspeicherkraftwerken und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas, für den Bezug elektrischer Energie bis Ende 2020 kein Netznutzungsentgelt bzw. Netzverlustentgelt zu leisten ist.
- Für **bestehende Pumpspeicherkraftwerke** sieht §4Z8SNE-VO2012idgF eine begünstigende Regelung in Form eines niedrigeren Entgeltes bei der Entnahme von Elektrizität vor.
- Für die **Erbringung von Regelreserve** sieht §4Abs.1Z9SNE-VO2012idgF ein günstigeres Entgelt vor. Für Arbeit und zusätzliche Leistung gem. §52Abs.1EIWOG2010, die durch die Aktivierung der Regelenergieserven verursacht werden, wird für die Netzebenen 1 bis 6 ein günstigeres Entgelt verordnet. Sollten Speicherbetreiber Regelreserve erbringen, käme ihnen diese Begünstigung ebenfalls zugute.

### 3.7.2 Betrieb von Stromspeichern durch Verteilnetzbetreiber

(vgl. [32]) Für **Verteilnetzbetreiber**, an deren Netz mindestens 100.000 Kunden/innen angeschlossen sind, legt §42Abs.3EIWOG2010 gesellschaftsrechtliche und organisatorische Entflechtungsvorgaben fest: Netzbetreiber, die zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehören, müssen zumindest ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Verteilung zusammenhängen. Der Verteilnetzbetreiber muss außerdem hinsichtlich seiner Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen eines vertikal integrierten Unternehmens sein, die nicht mit der Verteilung zusammenhängen.

Auf Basis der derzeitigen Rechtslage ist der Speicherbetrieb eine Tätigkeit, die nicht mit der Verteilung iSd §7Abs.1Z77iVm§42Abs.3EIWOG2011 zusammenhängt: der Verteilnetzbetreiber muss daher alle entflechtungsrechtlichen Vorschriften im Verhältnis zum Speicherbetreiber einhalten (buchhalterisch, gesellschaftsrechtliche und organisatorische Entflechtung). Dies gilt jedenfalls auch für **Übertragungsnetzbetreiber**, die sogar einer noch strengeren Entflechtung unterliegen.

Der „**Stromspeicherbetrieb**“ ist nach derzeitiger Rechtslage als Erzeuger (§7Abs.1Z17201) bzw. Lieferant (§7Abs.145EIWOG2010) zu qualifizieren. Von derartigen Bereichen hat sich der Netzbetreiber

nach §42EIWOG2010 zu entflechten – er muss also in seiner Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von diesen Tätigkeitsbereichen sein.

Im Ergebnis ist der Betrieb von Speichern durch Netzbetreiber vor dem Hintergrund des geltenden sektorspezifischen Wettbewerbsrechts (RL2009/72/EG, EIWOG2010) nicht möglich

### 3.7.3 Überlegungen zur Anpassung der Rechtslage

Es gilt zu bedenken, dass dezentrale Speicher in Kombination mit den dafür erforderlichen Wechselrichtanlagen in der Nieder- und Mittelspannungsebene für Verteilnetzbetreiber eine anlagentechnische Option darstellen, die als Alternative zum konventionellen Netzausbau Einsatz finden kann. Zu den weiteren Anwendungsbereichen im Verteilnetz zählen die am Kapitelanfang angeführten Beispiele des möglichen netzdienlichen Einsatzes von Batteriespeichersystemen.

Es ist deshalb zu überlegen, die Entflechtungsbestimmungen in Hinblick auf den Einsatz von Speichern zu netzdienlichen Zwecken weiterzuentwickeln. Eine Möglichkeit könnte sein, den Betrieb von Speicheranlagen durch Netzbetreiber mit einer Änderung der Rechtsgrundlagen für zulässig zu erklären. Allenfalls könnte eine weitere einschränkende Bedingung sein, dass keine Teilnahme am Energiemarkt mit der gespeicherten Energie stattfindet. Diese Einschränkung wäre jedoch aus ökologischer und volkswirtschaftlicher Sichtweise wahrscheinlich nicht zielführend.

Vor allem könnten Batteriespeicher die sich an den Märkten refinanzieren auch netzdienliche Maßnahmen kostengünstig zur Verfügung stellen, so lange die Opportunitätskosten am Markt nicht überschritten werden. Gerade hinsichtlich langfristiger Netzausbauplanungen und –umsetzungen, könnten Batterien kurzfristig Netzdienstleistungen übernehmen, vor allem in Netzabschnitten, wo die Versorgungssicherheit nur zu geringen Zeiten im Jahr zukünftig an ihre Grenzen stoßen kann.

Insbesondere der EU-Gesetzgeber ist gefordert klarzustellen, dass eine derartige Auslegung der Bestimmungen der RL2009/72/EG keine Unrechtmäßigkeit darstellt. In diesem Sinn ist in der RL2012/27/EU (AnhangXI) ausgeführt, dass Netzbetreiber durch Netzregulierung und Netztarife nicht daran gehindert werden dürfen, Systemdienste – insbesondere Energiespeicherung – zur Verfügung zu stellen.

## 4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im Rahmen des Projekts BatterieSTABIL wurde eine Demonstrationsanlage eines Batteriespeichers mit 2,5 MVA Nennleistung und 2,2 MWh Energieinhalt gebaut und beforscht. Diese Demonstrationsanlage wurde erfolgreich in das Netzgebiet der Netz Niederösterreich GmbH im Umspannwerk Prottes eingebunden. Im Rahmen von Labor- und Inbetriebnahmetests wurden eine Reihe von Erkenntnissen über Details der verwendeten Umrichter, des Gesamtsystems und einzelner Funktionen gewonnen. Besonders hervorzuheben sind dabei folgende Erkenntnisse.

### Dynamische Netzstützung

In Österreich waren bis 01.08.2019 für die Beurteilung von Low Voltage Ride Through (LVRT)-Verhalten und (Strom-) Einspeisung im Fehlerfall die „Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln. Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von

Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen.“ (TOR-D4, [12]) heranzuziehen. Darin sind die Anforderungen zum LVRT-Fehlerhalten und der dynamischen Blindstromeinspeisung teilweise ungenügend ausgeführt. Insbesondere zur dynamische Blindstromeinspeisung werden ungenügende Aussagen zum Verhalten im Mit- und Gegensystem formuliert. In intensiver Zusammenarbeit mit dem Hersteller der Demonstrationsanlage wurden diese Anforderungen geschärft, an den Umrichtern implementiert und getestet. Die TOR Erzeuger [14] hat am 01.08.2019 die TOR D4 abgelöst. Darin sind nun Anforderungen bezüglich LVRT-Verhalten und dynamische Blindstromeinspeisung geschärft.

### **Inselbetrieb**

Im Zuge von zwei Feldtests zur Untersuchung eines Inselbetriebs mit der Demonstrationsanlage, wurden zahlreiche Erkenntnisse für einen funktionsfähigen Betrieb eines solchen Inselbetriebs gewonnen. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse können genutzt werden um ggf. im Fall einer Netzersatzversorgung eines Ortsnetzes Speichersysteme, ähnlich der Demonstrationsanlage, einzusetzen, um die oftmals dabei eingesetzten Dieselaggregate zu ersetzen.

### **Regulative Vorgaben und Präqualifikation:**

Die grenzüberschreitende Wirkung von Primärregelung erfordert einheitliche regulative Vorgaben. Dies ist derzeit nicht der Fall. Aufgrund dessen besteht derzeit eine Marktverzerrung am Markt für Primärregelreserven, da in manchen Ländern die Auslegung von Batteriespeichern wirtschaftlicher darstellbar ist als in anderen. Insbesondere unterschiedliche Anforderungen in Bezug auf das 30-Minuten-Kriterium/15-Minuten-Kriterium sind hierbei zu nennen.

Zudem wäre eine Schärfung der Anforderungen im Präqualifikationsprozess von Batteriespeichern wünschenswert. Es gibt derzeit wenige formale Kriterien bezüglich Messschieben zum Nachweis der Primärregelfähigkeit. Während in Deutschland die Definition des „Doppelhöckertests“ bzw. „Betriebstests“ als formale Vorgabe zum Nachweis der Primärregelfähigkeit derzeit geschärft wird, besteht in Österreich keine solche formale Vorgabe für Messschiebe.

### **Wirtschaftlichkeit**

Derzeit besteht in Österreich lediglich ein Markt für die Vorhaltung und Erbringung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserven. Andere bzw. neue Regelleistungsprodukte sind in Diskussion, derzeit besteht aber dafür noch kein Markt (Stichwort: EFR „Enhanced Frequency Response“, FFR „Fast Frequency Response“, VSM „Virtuelle Schwungmasse“). Für die zu erwartenden neuen Regelleistungsprodukte wären Batteriespeicher hervorragend geeignet, sodass zukünftig durch Einführung von zugehörigen Märkten ein wirtschaftlicherer Einsatz von Batteriespeichern zu erwarten ist. Die regulatorischen Anforderungen für speicherbegrenzte Einheiten zur Teilnahme an dem vorhandenen Markt für Regelreserven sind relativ strikt, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb aufgrund der hohen Investitionskosten derzeit oftmals schwierig ist. Eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen wäre sinnvoll um Batteriespeicher wirtschaftlicher auslegen zu können (Stichwort: 30min-Kriterium) bzw. um einen diskriminierungsfreien Zugang zum Primärregelenergiemarkt für Batteriespeicher gegenüber konventionellen technischen Einheiten zu erreichen.

### **Gleichzeitige Erbringung von Systemdienstleistungen**

Aufgrund der strikten regulatorischen Vorgaben bei der Erbringung von Primärregelleistung verbleibt ein relativ geringer energetischer Arbeitsbereich für andere Systemdienstleistungen, da zu jeder Zeit ein Großteil der Kapazität vorgehalten werden muss. Insbesondere aufgrund der Auslegung von Batteriespeichern vorwiegend zum Zweck der Primärregelung, liegen derzeit nahezu immer  $E/P_{\text{Ges}}$ -Verhältnisse nahe 1 vor, was für reine Primärregelung der wirtschaftlich optimalen Auslegung entspricht, aber wie beschrieben eine gleichzeitige Erbringung von anderen Systemdienstleistungen nur sehr eingeschränkt zulässt. Dasselbe gilt für die Vorhaltung von Leistung. Die gesamte angebotene Primärregelleistung muss innerhalb von 30 s abrufbar sein. Da andere Systemdienstleistungen oftmals auch eine kontinuierliche Leistungserbringung erfordern (Einhaltung von Fahrplänen für Arbitragegeschäfte, Blindleistungskompensation, ...) verbleiben dafür relativ geringe Leistungsreserven. Es kann lediglich eine rein statische Zuweisung von Leistungsreserven zu einzelnen Systemdienstleistungen vorgenommen werden. Ohne eine entsprechende leistungsbezogene Überdimensionierung von Batteriespeichern ist solch eine Zuweisung nur eingeschränkt möglich. Die Leistungsreserven können für andere Systemdienstleistungen nur dann dynamisch zugewiesen werden bzw. geteilt werden, sofern im Falle eines Primärregelabrufs eine Unterbrechung einer ggf. gerade aktiven, anderen Systemdienstleistung, möglich ist. In dem Fall ist die Festlegung über die Zuweisung von Leistungsreserven zu einzelnen Systemdienstleistungen schwierig zu beschreiben, da für solch kurzfristig zu erbringende Systemdienstleistungen oftmals noch keine ausreichende Definition vorliegt (Stichwort VSM, EFR, ...).

### **Gleichzeitiges Erbringen von mehreren Regelleistungsprodukten**

Aufgrund der zeitlichen Überlappung von zukünftig zu erwartenden Regelleistungsprodukten (VSM, EFR, FFR) ist nicht davon auszugehen, dass eine technische Einheit mehrere dieser Regelleistungsprodukte gleichzeitig anbieten wird. Wäre dies der Fall, besteht Diskussionsbedarf über die entsprechende Vergütung. Ggf. müsste eine Einheit bei gleichzeitiger Erbringung von z.B. PRL und EFR energetisch nur geringfügig mehr Energie und Leistung erbringen, wie eine reine primärregelnde technische Einheit, würde aber für beide Produkte finanziell entschädigt werden. Ein viel eher zu erwartendes Szenario ist eine „Umrüstung“ derzeit primärregelnder Einheiten darauf, neue Regelleistungsprodukte erbringen zu können.

### **Pooling**

Die regulatorischen Rahmenbedingungen sind derzeit in Diskussion (Stichwort 30min-Kriterium). Werden die bisherigen Festlegungen zukünftig beibehalten, ist es wirtschaftlich sinnvoller, über den Einsatz von Batteriespeichern im Pool mit anderen Kraftwerken nachzudenken. In dem Fall ist eine geringere Kapazität des Batteriespeichers, rein zum Zweck der Primärregelung, vorzuhalten und die Möglichkeiten andere Systemdienstleistungen zu erbringen werden verbessert.

## **5 Ausblick und Empfehlungen**

In den folgenden beiden Kapiteln werden technische und ökonomische Empfehlungen zusammengefasst.

## 5.1 Technische Empfehlungen

Im Folgenden werden einige Empfehlungen für die Vereinheitlichung von ausgewählten Systemdienstleistungen zusammengefasst.

### 5.1.1 Primärregelleistungserbringung

In Österreich sind die Anforderungen an die Erbringung von Primärregelleistung durch speicherbegrenzte Anlagen in den „Erläuterungen Regelreserven“ [4] beschrieben. Um Primärregelleistung erbringen zu dürfen, ist das erfolgreiche Durchlaufen eines Präqualifikationsverfahrens notwendig. Die zugehörigen Präqualifikationsbedingungen sind in [4] enthalten. Diese Präqualifikationsbedingungen berücksichtigen die Anforderungen des zum Zeitpunkt der Dokumenterstellung im Jahr 2014 in Begutachtung befindlichen „Network Codes on Load-Frequency-Control and Reserves“. Dieser Entwurf mündete in dem Erlass der Verordnung 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb [39], welche am 14.09.2017 in Kraft getreten ist und als „System Operator Guideline“ (SO GL) bezeichnet wird. Artikel 154 dieser Verordnung fasst die Minimalvoraussetzungen für eine Präqualifikation zur Erbringung von Primärregelleistung zusammen und wird durch eine Betriebsvereinbarung für Kontinentaleuropa erweitert, welche sich derzeit im Entwurfsstadium befindet [40]. Darin werden explizit für speicherbegrenzte Anlagen einige Präqualifikationsbedingungen genannt, welche im Folgenden zusammengefasst werden:

- Speicherbegrenzte technische Einheiten (TE) müssen mindestens ein Speicherverhältnis (nutzbare Kapazität  $E$  zu präqualifizierte Primärregelleistung  $P_{PRL}$ ) von  $E/P_{PRL}=1 \text{ h}^{10}$  aufweisen,
- Zur Sicherstellung einer kontinuierlichen Erbringung von Primärregelleistung muss die Nennleistung von speicherbegrenzten TE mindestens 25 % über der präqualifizierten Primärregelleistung betragen,
- Speicherbegrenzte TE im Pool mit anderen TE müssen im Fall einer Erschöpfung ihres Energiereservoirs durch die anderen TE im Pool ersetzt werden,
- Speicherbegrenzte Anlagen können bei Erreichen eines Ladezustands nahe ihrer Ladezustandsgrenzen vom „normal mode“ in einen „reserve mode“ wechseln, welcher sich dadurch auszeichnet, dass ausschließlich auf „Kurzzeitfrequenzänderungen“ reagiert wird. Diese Kurzzeitfrequenzänderungen ergeben sich aus einem 5-Minuten-Mittelwert (gemäß „full activation time“ (FAT) von aFRR) der Frequenzabweichung. Die Ladezustände, ab denen solch ein Verhalten zulässig ist, sind ebenfalls durch die FAT (in Österreich 5 Minuten) festgelegt. Es wird genügend Restenergie gefordert, um die präqualifizierte Primärregelleistung für die Zeit der FAT erbringen zu können.
- Eine Reduktion der aktivierten Primärregelreserve bei Frequenzabweichungen größer  $\pm 200 \text{ mHz}$

---

<sup>10</sup> Gemäß SO GL Artikel 156 (11) ist von jedem TSO anhand einer Kosten-Nutzen-Rechnung eine Festlegung für die Mindestaktivierungszeit festzulegen, welche sich im Bereich (15,30) Minuten festzusetzen ist. Der Wert  $E/P_{PRL}$  ist deshalb abhängig von dem Ergebnis dieser Kosten-Nutzen-Rechnung und unterliegt deshalb zukünftigen Änderungen.

ist nicht zulässig.

- Die Aktivierung von Primärregelreserve darf nicht künstlich verzögert werden und muss spätestens nach 2 s erfolgen.

In Artikel 156 wird zudem definiert, dass ein erschöpftes Energiereservoir spätestens nach 2 Stunden wieder aufzufüllen ist.

In den in Österreich aktuell geltenden Präqualifikationsbedingungen [41] werden folgende Bedingungen aufgegriffen:

- Eine speicherbegrenzte TE muss die präqualifizierte Primärregelleistung für mindestens 30 Minuten erbringen können, sobald der „alert state“ erreicht wurde,
- Im „normal state“ muss ein geeignetes Ladezustandsmanagement dafür sorgen, dass eine kontinuierliche Erbringung von Primärregelleistung möglich ist,
- Ein erschöpftes Energiereservoir ist spätestens nach 2 Stunden wieder aufzufüllen.

Die Definitionen eines alert states nach [41] decken sich mit denen in [39] und sind an drei Bedingungen geknüpft. Ein alert state liegt demnach vor, wenn

- der Absolutwert der stationären Frequenzabweichung größer als 200 mHz ist,
- der Absolutwert der Frequenzabweichung für länger als 5 Minuten größer als 100 mHz ist,
- der Absolutwert der Frequenzabweichung für länger als 15 Minuten größer als 50 mHz ist.

Andernfalls liegt der normal state vor.

In den Präqualifikationsbedingungen wird nicht darauf eingegangen, unter welchen Bedingungen eine TE als speicherbegrenzt gilt. Derzeit werden TE ohne definitive Festlegung als speicherbegrenzt bezeichnet, wenn das Verhältnis von Kapazität zu präqualifizierter Primärregelleistung einen Wert kleiner als 2h hat.

## **Empfehlung:**

**Festlegung, unter welchen Bedingungen eine TE zur Erbringung von Primärregelreserve als speicherbegrenzt gilt.**

Gemäß [40] sind die Betriebsvereinbarungen in die Präqualifikationsbedingungen der TSO's einzugliedern. Eine Anpassung der derzeit geltenden Präqualifikationsbedingungen in Österreich ist daher in den nächsten Jahren zu erwarten. Besonders in Bezug auf speicherbegrenzte Anlagen sind dabei Präzisierungen zu erwarten und auch wünschenswert. Die in Deutschland geltenden Präqualifikationsbedingungen [7] sind dahingehend in Kapitel 2.6 und Kapitel 3.1.4 bereits präzisiert worden. Die dabei angegebene Mindestanforderung für die Speicherdimensionierung ist dabei eine wesentliche Präzisierung, da diese maßgeblich die Investitionskosten von speicherbegrenzten TE bestimmt. In [7] setzen sich die derzeitigen Vorgaben für die Speicherdimensionierung aus drei Komponenten zusammen:

1. Dimensionierung des Arbeitsvermögens für den gefährdeten Zustand,
2. Berücksichtigung des Arbeitsvermögens durch einen vorangegangenen Abruf,
3. Berücksichtigung einer verzögerten Wirkung der Speichermanagementmaßnahmen.

Für jede der drei Bedingungen ergibt sich ein notwendiges Arbeitsvermögen (AV). Das geforderte Arbeitsvermögen wird folgendermaßen festgelegt:

$$AV = AV_{(a)} + \max(AV_{(b)}, AV_{(c)})$$

Die erste Bedingung (a) resultiert aus der SO GL Artikel 156 (9) [39], in dem eine Mindestaktivierungsdauer für die Erbringung von Primärregelleistung von 15 Minuten festgelegt wird. Gemäß SO GL Artikel 156 (11) ist von jedem TSO anhand einer Kosten-Nutzen-Rechnung eine Festlegung für die Mindestaktivierungszeit festzulegen, welche im Bereich (15,30) Minuten festzusetzen ist. Die in [7] derzeit geltenden 15-Minuten können sich also zukünftig noch ändern.

Die zweite Bedingung (b) resultiert aus der Definition eines alert state. Um die Bedingung (a) auch gewährleisten zu können, wenn ein vorangegangener Abruf von Primärregelleistung stattgefunden hat, wird für solch einen vorangegangenen Abruf ein Szenario definiert, welches den größten Einfluss auf ein Arbeitsvermögen hat. Gemäß der Definition des alert state wird solch ein Szenario mit einer 15-Minuten andauernden kontinuierlichen Frequenzabweichung von 100 mHz angenommen. Nach Auftreten solch einer Situation muss trotzdem noch Bedingung (a) erfüllbar sein.

Die dritte Bedingung (c) resultiert aus einer ähnlichen Betrachtung wie Bedingung (b). Bei einer verzögerten Wirkung von Nachlademaßnahmen wird ein Szenario angenommen, bei dem während der Zeitverzögerung eine kontinuierliche Frequenzabweichung von 50 mHz angenommen wird. Nach Auftreten solch einer Situation muss trotzdem noch Bedingung (a) erfüllbar sein.

Die gewählten Szenarien in den Bedingungen (b) und (c) decken Fälle ab die sich an der Grenze zwischen normal state und alert state bewegen. Da anhand der Definition des alert state weitere solcher Szenarien definiert werden können, ist solch eine Vorgehensweise mit festgelegten Definitionen für anzunehmende Szenarien auch für eine zukünftige Ausführung von Präqualifikationsbedingungen in Österreich wünschenswert.

Das derzeit geforderte Arbeitsvermögen in [7] für eine angenommene Verzögerungszeit für Nachlademaßnahmen von 30 Minuten, errechnet sich mit der präqualifizierten Primärregelleistung  $P_{PRL} = 1 \text{ MW}$  und den obigen Bedingungen (a),(b) und (c) zu

$$AV = 2 \cdot \left( P_{PRL} \cdot 0,25 \text{ h} + \max \left( \frac{100 \text{ mHz}}{200 \text{ mHz}} \cdot 0,25 \text{ h}, \frac{50 \text{ mHz}}{200 \text{ mHz}} \cdot 0,5 \text{ h} \right) \right) = 0,75 \text{ MWh}$$

Dies ergibt ein notwendiges Speicherverhältnis von 0,75 h.

**Empfehlung:**

**Es ist eine Präzisierung zur Angabe eines notwendigen Mindestarbeitsvermögens wünschenswert, welche speicherbegrenzte Anlagen bei der Erbringung von Primärregelreserve in Österreich aufweisen müssen.**

In den derzeitigen Präqualifikationsbedingungen [41] wird bezüglich speicherbegrenzten TE für das Lademanagement eine entsprechende Dokumentation gefordert. Eine Angabe, in welche Form diese Dokumentation stattfinden soll, wird nicht getätigt. Auch bezüglich dieses Punkts finden sich in den deutschen Präqualifikationsbedingungen [7] bereits Präzisierungen. Darin wird ein Nachweis zur Funktionsweise des Lademanagements von speicherbegrenzten TE in Form einer Simulation anhand historischer Frequenzdaten, welche vom TSO bereitgestellt werden, gefordert. Der Algorithmus des

Lademanagements ist in dieser Simulation entsprechend abzubilden. Die Ergebnisse der Simulation sollen nachweisen, dass der zulässige Arbeitsbereich, welcher sich ausschließlich anhand der geforderten Mindestaktivierungsdauer für Primärregelleistung ergibt, im normal state eingehalten wird. Die Ergebnisse solch einer Simulation müssen darstellen, dass der zulässige Arbeitsbereich ausschließlich im alert state verlassen, ansonsten aber eingehalten wird. Aufgrund der Definition des alert states können sich dabei jedoch Szenarien ergeben in denen der Arbeitsbereich verlassen wird, obwohl kein alert state vorliegt. Abbildung 68 zeigt exemplarisch den Frequenzverlauf für solch ein Szenario. Das Lademanagement muss laut Definition des alert state so gestaltet sein, dass eine Erbringung von Primärregelleistung bei einer kontinuierlichen Frequenzabweichung nahe  $\pm 50$  mHz kontinuierlich möglich ist. Die Abbildung 68 zeigt einen Frequenzverlauf bei dem die Frequenzabweichung um den Mittelwert von 50 mHz schwankt. Definitionsgemäß liegt kein alert state vor, es kann aber der Fall auftreten, dass trotz korrekt ausgeführten Lademanagements der zulässige Arbeitsbereich verlassen wird.

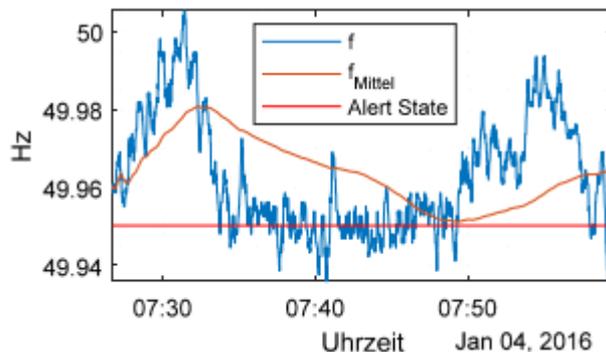


Abbildung 68: Grenzfall normal state und alert state

Solche Szenarien sollten gesondert betrachtet werden, oder in dem zur Verfügung gestellten historischen Frequenzverlauf der TSO's ausgeschlossen werden.

**Empfehlung:**

**Es ist eine Präzisierung zur Form des Nachweises eines Lademanagements wünschenswert, welche speicherbegrenzte Anlagen bei der Erbringung von Primärregelreserve in Österreich erbringen müssen.**

Das Lademanagement muss laut Definition des alert state so gestaltet sein, dass eine Erbringung von Primärregelleistung bei einer kontinuierlichen Frequenzabweichung nahe  $\pm 50$  mHz kontinuierlich möglich ist. Dies erfordert eine Mindestnennleistung der speicherbegrenzten Anlagen, welche die präqualifizierte Leistung um mindestens 25 % überschreitet. Eine Aussage zur erforderlichen Mindestleistung von speicherbegrenzten Anlagen findet sich derzeit in den österreichischen Präqualifikationsbedingungen [41] nicht (siehe auch Kapitel 5.1.5.1).

**Empfehlung:**

**Es ist eine Angabe zur erforderlichen Mindestanlagenleistung wünschenswert, welche speicherbegrenzte Anlagen bei der Erbringung von Primärregelreserve in Österreich**

**aufweisen müssen.**

Neben anfallenden Funktionskontrollen, welche sämtliche TE Einheiten als Präqualifikationsbedingung nachweisen müssen, gilt nach [41] speziell für speicherbegrenzte TE, dass für diese ein Nachweis zur Arbeitsverfügbarkeit zu erbringen ist. In welcher Art und Weise solch ein Nachweis zu erbringen ist, wird jedoch nicht näher ausgeführt. Derzeit wird die Angabe von Messschrieben zu folgenden Eigenschaften verlangt:

- Messschrieb zum Nachweis der Regeldynamik. Damit soll nachweisbar sein, dass die präqualifizierte Leistung innerhalb von 30 s aktiviert werden kann,
- Messschrieb zum Nachweis der Statik. Damit soll nachweisbar sein, dass für verschiedene Frequenzwerte entsprechend der eingestellten Statik eine entsprechende Primärregelleistung aktiviert wird,
- Messschrieb zur Einhaltung des Totbands. Damit soll nachweisbar sein, dass eine Unempfindlichkeit bei Frequenzabweichungen kleiner  $\pm 10$  mHz vorliegt.

Für speicherbegrenzte TE wäre ein zusätzlicher Messschrieb zum Nachweis der Arbeitsverfügbarkeit denkbar. Für sämtliche Messschriebe ist zudem eine detaillierte Angabe zur Form wünschenswert. Zum Nachweis der Arbeitsverfügbarkeit wird in den deutschen Präqualifikationsbedingungen [7] eine standardisierte Betriebsfahrt definiert. Mithilfe dieser Betriebsfahrt können sämtliche oben definierte Funktionskontrollen in einem Messschrieb nachgewiesen werden.

**Empfehlung:**

**Eine Standardisierung der erforderlichen Messschriebe zum Nachweis der Funktionskontrollen für TE zur Erbringung von Primärregelreserve, insbesondere die Arbeitsverfügbarkeit bei speicherbegrenzten TE, wäre nützlich.**

## 5.1.2 Virtuelle Schwungmasse (VSM)

Bezüglich virtueller Schwungmasse bzw. synthetischer Schwungmasse wird in der TOR Erzeuger [14] folgende Aussage getätigt: „Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen kann zwischen dem Netzbenutzer und dem relevanten ÜNB vereinbart werden, wobei insbesondere das Funktionsprinzip der für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse installierten Regelungssysteme und die zugehörigen Leistungsparameter festgelegt werden.“ Die Textierung bleibt an dieser Stelle sehr unkonkret, sodass zukünftig mit hohen Kosten und unklaren Anforderungen bzgl. Nachrüstungen zu rechnen ist. Bei dieser sehr allgemeinen Formulierung wird dem Netzbetreiber viel Spielraum gegeben, eine solche „Kann- Anforderung“ im Netzzugangsvertrag zur Bedingung zu machen. Es ist daher eine Präzisierung zu den Anforderungen solch einer synthetischen Schwungmasse wünschenswert. Für solch eine Präzisierung kann definiert werden, dass die Anforderung zur Erbringung von synthetischer Schwungmasse ein Verhalten aufweisen muss, welches proportional zum auftretenden Frequenzgradienten den Leistungsoutput ändert:

$$\Delta P = -k \cdot P_n \cdot \frac{\Delta f}{\Delta t}$$

- $\Delta P$  ...Änderung des Leistungsoutputs
- $\frac{\Delta f}{\Delta t}$  ...gemessener Frequenzgradient (= Rate of change of frequency (ROCOF))
- $k$  ...Proportionalitätsfaktor
- $P_n$  ...Nennleistung der Anlage

Dazu sind folgende Vorgaben sinnvoll

- Zu erwartender Bereich des Frequenzgradienten; z.B. [0,2] Hz/s,
- Einschwingverhalten
  - bei hohem Frequenzgradienten
  - und bei niedrigem Frequenzgradienten,
- Um jederzeit ausreichend Leistungshub zur Verfügung zu haben, ist die Vorgabe eines Mindesthubs für den maximalen Frequenzgradienten erforderlich. Dieser Mindesthub muss als Wirkleistungsreserve von den Anlagen vorgehalten werden.

Das erforderliche Einschwingverhalten kann anhand von Sensitivitätsanalysen für die Auswirkungen eines verzögerten Verhaltens von VSM in einem zukünftigen Energiesystem mit reduzierter Netzanlaufzeitkonstante bestimmt werden.

**Empfehlung:**

**Es ist eine Präzisierung zu den Anforderungen an synthetische Schwungmasse in der TOR Erzeuger erforderlich.**

### 5.1.3 Schnelle Regelleistungsprodukte

Der Bedarf an Regelleistungsprodukten, welche eine höhere Anforderung an die Schnelligkeit haben als die Primärregelung, wird in Zukunft anwachsen. Ein Beispiel für solch ein Produkt, welches in Irland und Großbritannien bereits definiert wurde, ist die „Enhanced Frequency Response“ (EFR) [42]. Ein weiteres Beispiel für solch ein Produkt, welches in der Regelgruppe NORDIC bereits definiert wurde, ist die „Fast Frequency Response (FFR)“ [43]. Die Einführung ähnlicher Produkte ist auch für Kontinentaleuropa sinnvoll. Grundsätzlich orientiert sich das Produktverhalten an jener der Primärregelungserbringung. Neben Produktdefinitionen, welche sich an jener der Primärregelung orientieren (Frequenztotband, maximale stationäre Frequenzabweichung zur Vollaktivierung, ...) ist insbesondere eine Definition zur Erbringungsdauer erforderlich. Dazu ist die Definition einer Zeitspanne denkbar, nach welcher eine kontinuierliche Vollaktivierung kontrolliert abgeschaltet wird. Andernfalls würde solch ein Produkt überlappend mit einer Primärregelungserbringung arbeiten, bis eine Frequenzsollwertrückführung durch die Sekundärregelung erfolgt ist. Ein Ausführungsbeispiel für solch ein zeitliches Verhalten ist in Abbildung 69 dargestellt. Für die Vollaktivierungszeit  $T_{Full}$  ist dabei ein Wert anzustreben welcher sehr viel kleiner ist als jener der Primärregelung (30 s). Für die Erbringungsdauer  $T_{Hold}$  können Werte bis 30 s ausreichen, da bis dahin die Primärregelung vollaktiviert ist.

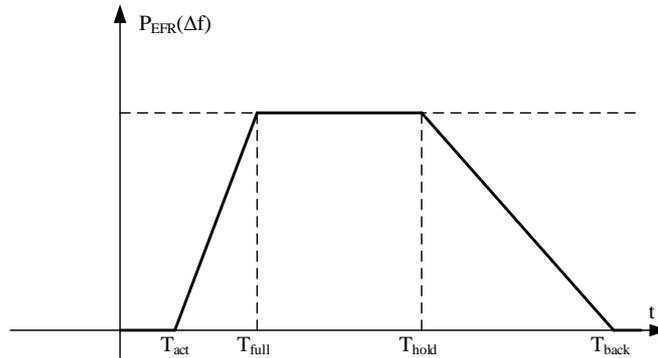


Abbildung 69: Beispielhafte Produktdefinition für eine „schnelle Primärregelreserve“

**Empfehlung:**

Die Einführung und Produktdefinition für „schnelle Regelleistungsprodukte“ wäre wünschenswert, um die zukünftigen Anforderungen verminderter Systemträgheit bewältigen zu können.

### 5.1.4 Gleichzeitige Erbringung von mehreren Regelleistungsprodukten

Gemäß den aktuellen Präqualifikationsbedingungen können mit einer Technischen Einheit grundsätzlich mehrere Reserven gleichzeitig angeboten werden. Regelreserveanbieter können gleichzeitig alle drei Regelreservearten (FCR, aFRR, mFRR) vermarkten, vorhalten und erbringen, sofern für jede vorgehaltene Regelreserveart ein separates Leistungsband vorgehalten wird und die regelreserveartspezifischen Anforderungen insgesamt eingehalten werden.

Für die gleichzeitige Erbringung von FCR und aFRR würden sich die Anforderungen bezüglich Mindestleistung und Arbeitsvermögen einer speicherbegrenzten Anlage addieren. Unter der Annahme, dass für die nötige, kontinuierliche Erbringung von aFRR eine Frequenzabweichung von 50 mHz angenommen werden kann (wie bei FCR), ergeben sich folgende Anforderungen:

- Die Mindestanlagenleistung beträgt:  $P_{PRL} \cdot 1.25 + P_{SRL} \cdot 1.25$
- Das nötige Arbeitsvermögen ist:  $2 \cdot \left(0.5 h + t_{Lead} \cdot \frac{1}{4}\right) \cdot P_{PRL} + 2 \cdot \left(1 h + t_{Lead} \cdot \frac{1}{4}\right) \cdot P_{SRL}$

Im operativen Betrieb lösen sich die unterschiedlichen Regelleistungsarten gegenseitig ab und deshalb kommt es normalerweise nur zu einer kurzzeitigen überlappenden Erbringung. Dennoch ist die Forderung nach einer entsprechenden Vorhaltung für die einzelnen Regelreservearten nötig.

**Empfehlung:**

Es ist eine Überprüfung zu den Anforderungen an speicher- bzw. leistungsbegrenzte Anlagen zur gleichzeitigen Erbringung verschiedener Regelreservearten nötig.

### 5.1.5 Gültigkeit der TOR Erzeuger für Speichersysteme

Gemäß der TOR Erzeuger [14] (ersetzt seit 01.07.2019 die TOR D4 [12]) gilt „Elektrische Energiespeicher sind in ihrer Wirkung auf das Netz grundsätzlich wie Stromerzeugungsanlagen oder Verbraucheranlagen zu werten. Sofern nicht ausdrücklich anders bestimmt, gelten für sie die

Bestimmungen der TOR gleichermaßen.“ Im Einzelnen ist darauf zu achten, wie die Anforderungen gemäß TOR auf Speichersysteme anzuwenden sind. Im Folgenden werden einige solcher Anforderungen auf die Anwendbarkeit auf Speichersystem diskutiert.

**Empfehlung:**

**Eine Präzisierung zur Anwendbarkeit von Anforderungen in der TOR Erzeuger für Speichersysteme wäre nützlich.**

### 5.1.5.1 Statische Spannungshaltung

Bereits in der bis vor kurzem gültigen TOR D4 [12] wurde gefordert, dass sich Erzeugungsanlagen an der statischen Spannungshaltung durch Einspeisung von Blindleistung beteiligen müssen. Dazu stehen mehrere Blindleistungsregelstrategien mit entsprechenden Kennlinien zur Verfügung. Die TOR Erzeuger [14] führt darüber hinaus nun auch entsprechende Empfehlungen für Einstellwerte dieser Kennlinien an. Zudem werden Blindleistungsbereiche für Stromerzeugungsanlagen bei Nennscheinleistung gefordert. Kapitel 5.1.1 beschreibt die Mindestanlagenleistung um Primärregelleistung erbringen und während dessen ein sinnvolles SoC-Management umsetzen zu können. Dabei wurde eine Dimensionierungsvorschrift von 1,25 x präqualifizierter Primärregelleistung beschrieben. Unter weiterer Berücksichtigung der einzuhaltenden Blindleistungsbereiche, unter Annahme  $\cos(\varphi)_{\min} = 0,9$ , ist diese Dimensionierungsvorschrift zu erweitern auf 1,39 x präqualifizierter Primärregelleistung.

### 5.1.5.2 Vorrangigkeit der Blindleistungsabgabe

Die TOR Erzeuger [14] erlaubt „eine Reduktion der Wirkleistung zugunsten der (statischen) Blindleistungsbereitstellung“. Wird die im letzten Kapitel beschriebene Dimensionierungsvorschrift für Speichersysteme, welche Primärregelleistung erbringen, nicht berücksichtigt, würde die Vorrangigkeit der Blindleistungsbereitstellung womöglich das SoC-Management zur Aufrechterhaltung der Primärregelleistungserbringung einschränken.

### 5.1.5.3 Dynamische Netzstützung

In der bis vor kurzem gültigen TOR D4 [12] wurde gefordert, dass Erzeugungsanlagen technisch dazu in der Lage sein müssen sich bei Fehlern im Netz nicht vom Netz zu trennen und während eines Netzfehlers die Netzspannung durch Einspeisung eines Blindstromes in das Netz zu stützen. Eine genaue Beschreibung zu den Eigenschaften dieser Blindstromeinspeisung wurde nicht getätigt. Die TOR Erzeuger [14] macht dazu entsprechende Präzisierungen. Dabei wird gefordert, dass eine entsprechende Änderung des Blindstroms im Mit- wie auch im Gegensystem, linear abhängig zur Spannungsänderung im Mit- bzw. Gegensystem, gegenüber dem Vorfehler-Arbeitspunkt zu erfolgen hat. Zudem wurden Definitionen getätigt wann diese Forderungen zum Durchfahren eines Netzfehlers und der dabei gleichzeitig geforderten Blindstromeinspeisung zu erfolgen hat. Dazu werden Fault-Ride-Through-Kurven (FRT) Kurven vorgegeben. Eine Präzisierung bezüglich dem Umgang bei Erreichen der Stromtragfähigkeit der Anlagen wäre jedoch wünschenswert. Die TOR formuliert dazu lediglich die Anforderung, dass „Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein müssen, einen Blindstrom von mindestens der Höhe des Bemessungsstroms einzuspeisen“. Eine weitere Präzisierung findet sich z.B. in den in Deutschland gültigen TAR [13].

### 5.2 Energiepolitische Schlussfolgerungen und weiterer Forschungsbedarf

Der Einsatzbereich von Batteriespeichersystemen ist vielfältig. Wie aus den durchgeführten Analysen hervorgeht sind die Bereitstellung verschiedenster Systemdienstleistungen, Energiehandel und deren Kombinationen (mit Einschränkungen) möglich. Des Weiteren könnten Batterien (v.a. als Konzept des Quartierspeichers) durch Peak-Shaving zur Nivellierung von Erzeugungsspitzen und damit zu einer Verringerung der Fluktuation der PV Erzeugung beitragen. In Einzelfällen ist ein Abregeln der PV Erzeugung bei Spannungsüberschreitung im Netz dann nicht erforderlich und mehr erneuerbarer Strom kann ins Netz integriert werden.

Die Analysen haben vor allem gezeigt, dass es einige technische Anwendungsfälle bzw. Betriebsmodi für Speicher gibt, die aktuell nicht monetär abgegolten werden, da sie z.B. in den TOR geregelt sind. Neue Entwicklungen in der Netzregulierung werden jedoch immer mehr an verursachergerechten Prinzipien angelehnt. Hier wären die „Tarife 2.0“ der E-Control (28) oder die europäische Richtlinie „Clean Energy for all Europeans“ [44] zu erwähnen. Durch den Wunsch, die Endkonsument\_innen stärker in marktorientierten Ansätzen einzubinden und Kosten für Infrastrukturen wie das Stromnetz verursachergerecht auf die Endkonsument\_innen umzulegen, müssen zukünftige Entwicklungen vor allem auf die Preissetzung der Bereitstellung von Flexibilitäten auf Endkonsument\_innen-Ebene für den Energiemarkt als auch für den Netzbetrieb erforscht und analysiert werden, einerseits um neue Geschäftsmodelle zu ermöglichen und andererseits um bestehende Geschäftsmodelle (z.B. PV-Eigenverbrauch) nicht zu gefährden. Dies führt z.B. zu der Frage welche Speichergrößen (Heimspeicher vs. Quartierspeicher) und/oder deren Kombination die unterschiedlichen Geschäftsmodelle zukünftig nachhaltig beeinflussen.

Kurz- und mittelfristig ist v.a. das Thema Quartierspeicher mit einem erhöhten Forschungsbedarf und auch hinsichtlich der Regulierung zu behandeln. Aus wirtschaftlicher Sicht sind aktuell die doppelten Netzentgelte, einmal für die lokale Einspeicherung z.B. überschüssiger Energieerzeugung und das zweite Mal für die spätere lokale Nutzung der eingespeicherten Energie das größte Hindernis für Quartierspeicherkonzepte. Aktuell gibt es schon Diskussionen auf regulatorischer Ebene wie man dieses Problem bei sogenannten „Local Energy Communities“ (LEC) durch neuartige LEC-Netzentgelte entgegenwirken kann. Wie konkret diese LEC-Netzentgelte aussehen sollen, hinsichtlich z.B. Leistungs- und Arbeitskomponente um z.B. Anreize für Energieeffizienzmaßnahmen nicht zu verringern, muss noch detailliert analysiert werden. Auch eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung solcher LEC-Netzentgelte ist eine zukünftige Herausforderung.

Schlussendlich können Speichersysteme, ob dezentral oder zentral, eine wichtige Rolle spielen, nicht nur im Sinne der Integration von erneuerbaren Energiequellen, wie Wind und PV, sondern auch für die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes, wo diese einen erheblichen Beitrag leisten können. Ebenso im Hinblick auf die sich verringernden konventionellen Kraftwerkskapazitäten, die für Jahrzehnte einen sicheren Netzbetrieb aufrechterhalten. Um die Etablierung von Batteriespeichersystemen langfristig erfolgreich gestalten zu können, ist ein wirtschaftlicher Betrieb notwendig. Je mehr Geschäftsfelder durch Batteriespeichersysteme bedient werden können, desto gewinnbringender können diese eingesetzt werden. Letztendlich bedürfen verschiedene Regularien diesbezüglich noch Anpassungen, z.B. könnte der Betrieb von Speicheranlagen durch Netzbetreiber mit einer Änderung der Rechtsgrundlagen für zulässig erklärt werden.

## 6 Literaturverzeichnis

- [1] P. Jonke, A. Anta, and C. Seitzl, "Validation of advanced grid functions of battery storage systems through a controller hardware-in-the-loop setup," *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 136, no. 1, pp. 12-20, 2019.
- [2] M. Sterner, I. Stadler, F. Eckert, and M. Thema, "Speicherintegration in einzelnen Energiesektoren," in *Energiespeicher-Bedarf, Technologien, Integration*: Springer, 2017, pp. 685-767.
- [3] D. Colin *et al.*, "The VENTEEA 2MW/1.3 MWh battery system: an industrial pilot to demonstrate multi-service operation of storage in distribution grids," in *Proc. Electricity Distribution (CIRED 2015), 23rd International Conference and Exhibition on*, 2015.
- [4] Austrian Power Grid (APG). (2018, 24.09.2018). *Erläuterungen Regelreserven*. Available: <https://www.apg.at/-/media/3F8C9277B7684F1FBFC1CFF6D933E1AF.pdf>
- [5] ENTSO-E. (2013, 24.09.2018). *Network code on load and frequency control*. Available: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/resources/LCFR/130628-NC\\_LCFR-Issue1.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/resources/LCFR/130628-NC_LCFR-Issue1.pdf)
- [6] E-Control. (2018, 24.09.2018). *Sonstige Marktregeln Strom (Version 5.6 ed.)*. Available: <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/sonstige-marktregeln-strom>
- [7] 50Hertz, Amprion, Tennet, and Transnet BW. (2019, 23.05.2019). *Präqualifikationsverfahren für Reservenanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ Bedingungen")*. Available: [https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ\\_Bedingungen\\_FCR\\_aFRR\\_mFRR](https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR)
- [8] J. Marchgraber, W. Gawlik, and C. Alács, "Modellierung und Simulation von Batteriespeichern bei der Erbringung von Primärregelleistung," *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 136, no. 1, pp. 3-11, 2019.
- [9] 50Hertz, Amprion, Tennet, and Transnet BW. (2014, 15.10.2018). *Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung*. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/download/eckpunktePRL>
- [10] J. Marchgraber, W. Gawlik, and G. Wailzer, "Reducing SoC-Management and losses of battery energy storage systems during provision of frequency containment reserve," *Journal of Energy Storage*, 2019.
- [11] S. Khan, B. Bletterie, A. Anta, and W. J. E. Gawlik, "On Small Signal Frequency Stability under Virtual Inertia and the Role of PLLs," vol. 11, no. 9, p. 2372, 2018.
- [12] E-Control, "Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; Teil D: Besondere technische Regeln. Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen," in *Teil D: Besondere technische Regeln. Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen*, ed, 2016.
- [13] Verband der Elektrotechnik (VDE), "VDE-AR-N 4110: Technische Anschlussregel Mittelspannung," 2018.
- [14] E-Control, "Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B," ed, 2019.
- [15] M. Wurm, "110- und 30-kV-Netz Kurzschlussversuche mit einem 2,2-MWh-Batteriespeicher," *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 136, no. 1, pp. 21-30, 2019.
- [16] J. Marchgraber, W. Gawlik, and M. Wurm, "Modellierung der dynamischen Netzstützung von über Umrichter angebotenen Erzeugungsanlagen und Speichern," *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 136, no. 1, pp. 31-38, 2019.
- [17] Verband der Netzbetreiber beim VDEW (VDN), "TransmissionCode 2007," 2007.
- [18] FGW, "Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen; Teil 3 (TR3)," 2018.
- [19] Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE), "EN 50524: Datenblatt- und Typenschildangaben von Photovoltaik-Wechselrichtern," 2010.
- [20] Verband der Elektrotechnik (VDE), "VDE-AR-N 4120: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb," 2018.
- [21] SMA. *Auslegung von Inselnetzsystemen mit Sunny Island*. Available: <http://files.sma.de/dl/1353/Designing-OffGridSystem-PL-de-24.pdf>

- [22] VDE, "Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105)."
- [23] L. Wilkening, G. Ackermann, and T. T. Do, "Entwicklung einer Strategie zur dezentralen Netzregelung eingebetteter Inselnetze," in *15. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2018: Technische Universität Graz, 2018.
- [24] C. J. Steinhart, M. Gratz, S. Baumgartner, M. Finkel, R. Witzmann, and G. Kerber, "Analyse des realen Verhaltens einer heterogenen PV-Anlagenpopulation bei Überfrequenz-Situationen mithilfe eines Inselnetz-Feldversuchs," in *15. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2018: Technische Universität Graz.
- [25] J. Marchgraber *et al.*, "Schwarzstart und Inselbetrieb eines Netzabschnitts mit Windenergieeinspeisung mithilfe eines Batteriespeichers," in *Internationale Energiewirtschaftstagung*, Wien, 2019.
- [26] M. Wurm, P. Jonke, J. Marchgraber, W. Gawlik, and W. Vitovec, "Ortsnetz-Inselbetriebsversuch mit einem 2,5 MVA / 2,2 MWh-Batteriespeicher: Messergebnisse und Vergleich mit einem Controller Hardware-in-the-loop Setup," *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 137, 2019.
- [27] Austrian Power Grid (APG). (2019). Available: [www.apg.at](http://www.apg.at)
- [28] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*.
- [29] M. Bahloul and S. K. Khadem, "Design and control of energy storage system for enhanced frequency response grid service," in *2018 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2018, pp. 1189-1194: IEEE.
- [30] D. Greenwood, K. Y. Lim, C. Patsios, P. Lyons, Y. S. Lim, and P. J. A. E. Taylor, "Frequency response services designed for energy storage," vol. 203, pp. 115-127, 2017.
- [31] National Grid ESO. (2016). *Enhanced Frequency Response (EFR) - Market Information Report*. Available: <https://www.nationalgrideso.com/sites/eso/files/documents/EFR%20Market%20Information%20Report%20v1.pdf>
- [32] Klima und Energiefonds. (2016). *Abschlussbericht der Speicherinitiative; Startphase*. Available: <https://speicherinitiative.at/assets/Uploads/Abschlussbericht-Startphase/Speicherinitiative-Abschlussbericht-Startphase-lowres.pdf>
- [33] N. S. Pearre and L. G. J. A. E. Swan, "Technoeconomic feasibility of grid storage: Mapping electrical services and energy storage technologies," vol. 137, pp. 501-510, 2015.
- [34] C. K. Ekman, S. H. J. E. C. Jensen, and Management, "Prospects for large scale electricity storage in Denmark," vol. 51, no. 6, pp. 1140-1147, 2010.
- [35] Verband der Elektrotechnik (VDE). (2015). *FNN-Studie: Statische Spannungshaltung*. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/775184/e32178f5639afae93a835042c1f59445/vde-fnn-studie-statische-spannungshaltung-kurz-gefasst-pdf-data.pdf>
- [36] T. Stetz, K. Diwold, M. Kraiczy, D. Geibel, S. Schmidt, and M. J. I. T. o. S. G. Braun, "Technoeconomic assessment of voltage control strategies in low voltage grids," vol. 5, no. 4, pp. 2125-2132, 2014.
- [37] Bundesnetzagentur. (2018). *Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb*. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/Blindleistungspapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/Blindleistungspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- [38] National Grid ESO. (2019). *Monthly Balancing Services Summary 2018/2019*. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/140571/download>
- [39] Europäische Kommission. (2017). *Verordnung (EU) 2017/1485 vom 02.08.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb*. Available: [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/sys-ops/](https://www.entsoe.eu/network_codes/sys-ops/)
- [40] ENTSO-E. (2018). *All CE TSOs' proposal for additional properties of FCR in accordance with Article 154(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation*. Available: [https://consultations.entsoe.eu/system-operations/synchronous-area-operational-agreement-policy-1-lo/supporting\\_documents/Article%20A2\\_Additional%20properties%20of%20FCR%20002.pdf](https://consultations.entsoe.eu/system-operations/synchronous-area-operational-agreement-policy-1-lo/supporting_documents/Article%20A2_Additional%20properties%20of%20FCR%20002.pdf)

- [41] AustrianPowerGrid. (2018, 24.09.2018). *Erläuterungen Regelreserven*. Available: <https://www.apg.at/-/media/3F8C9277B7684F1FBFC1CFF6D933E1AF.pdf>
- [42] NationalGrid. (2016). *Enhanced Frequency Response; Invitation to tender for pre-qualified parties*. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/101541/download>
- [43] ENTSO-E, "Technical Requirements for Fast Frequency Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area," 2019.
- [44] Europäische Kommission. (2019). *Saubere Energie für alle Europäer*. Available: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-de>

## 7 Anhang

## 8 Kontaktdaten

Dr. Wolfgang Vitovec

EVN AG

EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf

T + 43 2236 200-12269

F + 43 2236 200-82269

M + 43 676 810 32269