

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Forschungsverbundvorhaben „UMZUG“

Netzstabilität durch Momentanreserve bei
stromrichterdominierten Netzen – der Umbruch zwischen
stromrichter- und generatorbasiertem
Elektroenergiesystemen

Abschlussbericht zum Teilvorhaben

Ertüchtigung von Batteriespeichern und PV-Speicher-
Kombikraftwerken mittels virtueller Synchronmaschinen

Zuwendungsempfänger	RWE Technology International GmbH - Zweigstelle Dresden
Förderkennzeichen	03EI4020A
Laufzeit des Vorhabens	2021-02-01 - 2024-01-31
Verfasser	RWE Technology International GmbH

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund
eines Beschlusses des deutschen Bundestages.

Kurzfassung

Erneuerbare Energien sind von zentraler Bedeutung für Klimaschutz und Versorgungssicherheit. Daher ist der Ausbau dieser ein vorrangiges Ziel der Bundesregierung. Der Einsatz von erneuerbaren Energien bringt jedoch Herausforderungen mit sich. Unter diesen Herausforderungen ist die kurzfristige Stabilisierung der Netzfrequenz, die zurzeit als sogenannte Momentanreserve automatisch durch Generatoren aus konventionellen Kraftwerken bereitgestellt wird. In einem sich wandelnden elektrischen Energiesystem, das perspektivisch wenig konventionelle Kraftwerke und viele erneuerbaren Energien enthält, müssen daher andere Lösungen zur Stabilisierung des Netztes entwickelt werden. Als vielversprechende Möglichkeit wird dabei die Erbringung von Momentanreserve durch Stromrichter von Batteriespeichern gesehen.

Im Projekt „UMZUG“ wurde daher erarbeitet, welches Potenzial der Einsatz von Batteriespeichern für die Erbringung von Momentanreserve hat. RWE arbeitete hierbei zusammen mit den Verbundpartnern TU Dresden, OVGU, GE, Skeleton und 50 Hertz an innovativen Konzepten. Innerhalb des Projekts konnten viele Herausforderungen identifiziert und Lösungskonzepte für die Erbringung von Momentanreserve durch Batteriespeichern erarbeitet werden. Insgesamt erweisen sich Batteriespeicher auf Basis der durchgeführten Analysen als gute technische Option, einen Beitrag zur Erbringung von Momentanreserve zu leisten. Die gewonnenen Erkenntnisse verkürzen die Realisierung und reduzieren das Risiko für großskalige Pilotanlagen. Das Projekt lieferte so einen Beitrag, um die Herausforderungen in der Transformation vom generatordominierten hin zum stromrichterdominierten Elektroenergiesystem zu bewältigen.

Abstract

Renewable energies are of central importance for climate protection and security of supply. Therefore, the expansion of this is a priority goal of the Federal Government. However, the use of renewable energies brings challenges. Among these challenges is the short-term stabilization of the grid frequency, which is currently automatically provided by generators from conventional power plants as a so-called instantaneous reserve. In a changing electrical energy system that will contain few conventional power plants and many renewable energies in the future, other solutions must therefore be developed to stabilize the grid. The provision of instantaneous reserve by converters of battery storage systems is seen as a promising possibility.

The "UMZUG" project therefore worked out the potential of the use of battery storage systems for the provision of instantaneous reserves. RWE worked on innovative concepts together with the project partners TU Dresden, OVGU, GE, Skeleton and 50 Hertz. Within the project, many challenges were identified and solution concepts for the provision of instantaneous reserve by battery storage systems were developed. Overall, based on the analyses carried out, battery storage systems prove to be a good technical option for contributing to the provision of instantaneous reserves. The knowledge gained shortens the implementation and reduces the risk for large-scale pilot plants. In this way, the project made a contribution to overcoming the challenges of the transformation from a generator-dominated to a converter-dominated electrical energy system.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
1.1	<i>Situationsbeschreibung</i>	7
1.2	<i>Ziele des Vorhabens</i>	8
1.3	<i>Ziele des Teilvorhabens</i>	10
2	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	12
3	Planung und Ablauf des Vorhabens	13
4	Wissenschaftlicher & technischer Stand, an den angeknüpft wurde	14
4.1	<i>Virtuelle Trägheit durch spannungsbildende Stromrichter</i>	14
4.2	<i>Anforderungen an stromrichterbasierte Erzeugeranlagen bei einer hohen Durchdringung im Elektroenergienetz</i>	15
4.3	<i>Netzstabilität im Verbundnetz bei hoher Stromrichterdurchdringung</i>	16
4.4	<i>Netzschutzkonzepte in stromrichterdominierten Elektroenergiesystemen</i>	17
4.5	<i>Schwarzstart und stabiler Inselbetrieb mit spannungsbildenden Stromrichtern</i>	19
4.6	<i>PV-Speicher-Kraftwerke</i>	20
4.7	<i>DC-DC-Konverter in PV-Speicher-Anlagen</i>	22
4.8	<i>Ökonomische Betrachtung von Momentanreserve – Produkt und Marktmodell</i>	23
5	Arbeitspakete und deren Ergebnisse	25
5.1	<i>AP1: Modelbildung für virtuelle Synchronmaschinen, Übertragungsnetz und Schutztechnik</i>	26
5.2	<i>AP2: Gesamtsystemanalyse</i>	27
5.3	<i>AP3 Untersuchung von Inselbetrieb und Schwarzstartfähigkeit</i>	27
5.4	<i>AP4: GFC und DC-DC-Wandler in Kombination für ein PV-Speicher-Kraftwerk</i>	28
5.5	<i>AP5 Übertragung ins Reallabor</i>	32
5.6	<i>AP6 Zukünftige ökonomische Modelle für Frequenz-Systemdienstleistungen</i>	37
5.7	<i>AP8 Leitfaden und Öffentlichkeitsarbeit</i>	38
6	Ergebnisse und deren Beitrag zu den förderpolitischen Zielen	39
7	Angemessenheit, Verwertbarkeit, Veröffentlichungen	41
7.1	<i>Wichtige Positionen des zahlenmäßigen Nachweises</i>	41
7.2	<i>Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeiten</i>	41
7.3	<i>Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse</i>	41
7.4	<i>Erfolge und geplante Veröffentlichungen</i>	42
	Literaturverzeichnis	43

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: ZIELFUNKTIONEN DER VIRTUELLEN SYNCHRONMASCHINE 9
 ABBILDUNG 2: FRONTANSICHT PCB ABBILDUNG 3: RÜCKANSICHT PCB..... 32
 ABBILDUNG 4: LAYOUT N73 33
 ABBILDUNG 5: 20FT HC OPEN SIDE ISO CONTAINER 34
 ABBILDUNG 6: REGALSYSTEM INKL. PCB UND STROMSCHIENEN..... 34
 ABBILDUNG 7: ANORDNUNG PCB UND LEISTUNGSSCHÜTZ 35
 ABBILDUNG 8: FRONTANSICHT REGAL MIT KOMPONENTEN 35

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AP	Arbeitspaket
BEL	BELECTRIC GmbH
CO2	Kohlenstoffdioxid
DEA	Dezentrale Erzeugeranlage
DC-DC	Gleichstrom-Gleichstrom
EEA	Erneuerbare Erzeuger-Anlage
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
GFC	Grid Forming Converter
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IID	Imperial Irrigation District
MOSFET	Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PPC	Partial Power Converter
PV	Photovoltaik
RWE	RWE Technology International GmbH
Si	Silizium
SiC	Siliziumkarbid
SG	Synchrongenerator
TSI	Total System Inertia
VSM	Virtuelle Synchronmaschine

ZCS	Zero Current Switching
ZVS	Zero Voltage Switching

1 Einleitung

1.1 Situationsbeschreibung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein vorrangiges Ziel der Bundesregierung. Dieses Ziel zeigt bereits geopolitische Erfolge aufgrund von, selbst bei ereignisbereinigter Betrachtungsweise, weltweit gedämpften Ölpreisen und soll den Industriestandort Deutschland dem Ziel der Energieunabhängigkeit weiter näherbringen. Neben dem Problem der langfristigen Energiespeicherung sieht sich die besagte Zielstellung allerdings dem Problem gegenüber, bei sehr hoher Penetration von, in der Regel stromrichtergekoppelten, erneuerbaren Erzeugern einen stabilen Netzbetrieb aufrechtzuerhalten.

Ein Ungleichgewicht aus elektrischer Last und Erzeugung führt in einem von rotierenden Generatoren dominierten System zu einer Veränderung der Systemfrequenz, da die fehlende bzw. überschüssige elektrische Energie in einem Abbremsen oder einer Beschleunigung der Generatorschwungmasse resultiert. Um den Betrieb aller rotierenden Generatoren und Arbeitsmaschinen nicht zu gefährden, muss die Frequenz in einem vordefinierten Bereich gehalten werden. Daher werden bei Frequenzabweichungen passive Einspeisung und aktive automatische Systeme, in Form von Regelleistungsbereitstellung und Lastabwurf, aktiviert, mit dem Ziel, die Frequenz auf ihren Nennwert zurückzuführen. Insbesondere beim Ausfall sehr großer Produktionseinheiten oder HGÜ-Verbindungen besteht die Möglichkeit, dass die Frequenz sehr schnell auf ein inakzeptables Niveau abfällt, sodass die frequenzstützenden Maßnahmen nicht ausreichen und die Trennung von Lasten und Produktionseinheiten zu einem Kaskadeneffekt mit großflächigen Stromausfällen führt. Die rotierenden Generatoren und Arbeitsmaschinen, die den Effekt der Frequenzänderung erst bedingen, haben ebenso eine stützende Wirkung auf das System. Aufgrund ihrer Trägheit und ihrer damit verbundenen Fähigkeit, kinetische Energie zu speichern und abzugeben, beeinflussen sie direkt den Gradienten, mit dem die Frequenz bei einer Störung bzw. einem Ungleichgewicht aus Last und Erzeugung absinkt oder ansteigt und wirken somit stabilisierend. (ENTSO-E, 2015), (ENTSO-E, 2017)

Bisher wurde diese sogenannte Momentanreserve, bei Frequenzschwankungen, kostenlos und automatisch durch Generatoren aus konventionellen Kraftwerken, wie z. B. Kohlekraftwerke und Kernkraftwerke bereitgestellt, da die Generatoren elektrisch direkt mit der Frequenz des Netzes gekoppelt sind. In einem sich wandelnden elektrischen Energiesystem, welches mehr und mehr durch stromrichterbasierte Technologien dominiert wird, kommt es durch das Abschalten von CO₂-lastigen Altkraftwerken zu einem Verlust dieser intrinsischen Momentanreserve, wenn das heutige Regelverhalten der Stromrichter beibehalten wird. Darüber hinaus wird auch lastseitig die Anzahl an synchronen Arbeitsmaschinen weiter sinken und es werden vermehrt stromrichtergesteuerte Maschinen verbaut. Stromrichterbasierte Technologien sind nicht auf eine starre Frequenz angewiesen. Sie folgen in der Regel der Netzfrequenz und wirken daher bis auf wenige Ausnahmen im Sinne der Momentanreserve nicht frequenzstützend.

Dabei bieten die stromrichterbasierten Technologien eine Vielzahl an hocheffizienten und sehr schnellen Steuerungsmöglichkeiten, um Frequenzproblemen des Energiesystems bereits vor dem Einsatz von Primärregelleistung entgegenzuwirken. Diese Leistungsbereitstellung wird, in Anlehnung an die von konventionellen Generatoren bereitgestellte, trägheitsbasierte Momentanreserve - als virtuelle Trägheit bezeichnet. Sie kann bei entsprechender Stromrichtersteuerung derart erfolgen, dass von Netzseite aus kein Unterschied zum Verhalten von Synchronmaschinen festzustellen ist, die stabilisierende Wirkung also identisch ist. Dies soll im Folgenden als „Grid Forming Converter“ („GFC“) bezeichnet werden. Mit dem Potential der schnellen Leistungsbereitstellung weisen die erneuerbaren Erzeuger-Anlagen (EEA) einen immensen Vorteil gegenüber konventionellen Anlagen auf und können wesentlich zur Stabilität des deutschen sowie europäischen Energiesystems beisteuern. Sie bieten zudem die Möglichkeit der Weiterentwicklung von Regelleistungsqualitäten und liefern ihren Beitrag, um die Herausforderungen auf dem Weg vom generatordominierten hin zum stromrichterdominierten Elektroenergiesystem zu bewältigen. (ENTSO-E, 2015), (ENTSO-E, 2017)

1.2 Ziele des Vorhabens

Das Gesamtziel des Forschungsvorhabens mit Beginn des Vorhabens in 2021 war eine Potentialanalyse für die Anwendung von stromrichterdominierten Systemen zur Bereitstellung von systemstabilisierender virtueller Trägheit im Kontext des vermaschten Energiesystems und Regelleistungsmarktes. Dabei war der Dreiklang aus virtueller Trägheit, Fehlerverhalten und Schwarzstartfähigkeit auszugestalten (vgl. Abbildung 1).

Als erstes Ziel sollte spezifiziert werden, welches Potential zur Frequenzstabilisierung aus der Einspeisung von Stromrichtersystemen, wie Batteriespeicher, Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen genutzt werden kann. Dafür sollten, vor dem Hintergrund der notwendigen virtuellen Trägheit, die Eigenschaften von netzstabilisierenden Stromrichtern deduziert werden. Ebenso sollten vor diesem Hintergrund die Auswirkungen auf den Netzschutz analysiert werden. Hierbei sollten die Anforderungen heutiger und zukünftiger Schutzsysteme und die Möglichkeiten der GFC gegenübergestellt werden.

Das zweite Ziel bestand in einer systemischen Betrachtung innerhalb des europäischen Verbundsystems erweitert um eine praktische, reale Analyse. Mit den Ergebnissen dieser Untersuchungen sollten Vorschläge für reale zukünftige systemrelevante Anforderungen für stromrichterbasierte Anlagen und neue system- und kostenoptimierte Regelleistungsmarktkonzepte eingebracht werden. So soll das deutsche Stromnetz auf den technologischen stromrichterbasierten Wandel eingestellt und mittelfristige adäquate Lösungswege aufgezeigt werden, um langfristige kostengünstige Netzstabilität, mit Deutschland als zentralen Punkt des europäischen Verbundsystems, gewährleisten zu können. Insbesondere die Momentanreserve, als relevantes netzstabilisierendes „Produkt“, sollte zudem im ökonomischen und prozessrelevanten Kontext analysiert, untersucht und weiterentwickelt werden.

Das dritte Ziel war die Entwicklung neuartiger DC-DC-gekoppelter Systeme um für die virtuelle Trägheit die notwendige kurzfristige Energiemenge auch bei Windflauten respektive geringer Sonneneinstrahlung bereitzustellen. Dazu zählte unter anderem die Realisierung eines DC-DC-Konverters zur Kopplung diverser Speicherkomponenten an bestehende Stromrichtertechnik. Zusätzlich sollten die hardwareseitigen Anforderungen für die zukünftige Stromrichtertechnologie zur Bereitstellung adäquater virtueller Trägheit spezifiziert werden. Dies beinhaltet die Untersuchung des Leistungs- und Energiebedarfs für die Bereitstellung virtueller Trägheit sowie dessen Einfluss auf die Auslegung der Stromrichter.

Abschließend sollte ein Reallabor befähigt werden um ein Großteil der Ziele und das Anlagenkonzept zu validieren. Dieses sollte auch durch Führungen der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden und damit den Umzug des Energienetzes von klassischen Synchrongeneratoren hin zu äquivalenter Bereitstellung durch Stromrichter veranschaulichen. Dabei sollte auch der hohe angestrebte technologische Reifegrad (TRL 7-8) verdeutlicht werden.

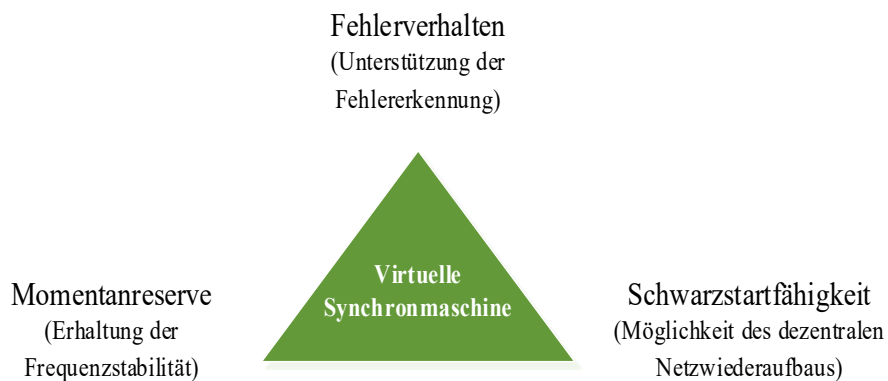


Abbildung 1: Zielfunktionen der virtuellen Synchronmaschine

Zusammenfassend waren die Ziele:

Nulltes Entwicklungsziel war es, auf Basis der im Folgenden genannten technischen Entwicklungen, eine technisch tief gestaffelte Analyse durchzuführen, ob mit den Möglichkeiten der erneuerbaren (und damit i.A. stromrichterbasierten) Erzeugung ein Netzbetrieb ohne Synchronmaschinen möglich ist. Diese Analyse sollte am Beispiel Deutschland erfolgen.

Erstes Entwicklungsziel war es vor dem Hintergrund der notwendigen virtuellen Trägheit die Eigenschaften einer netzstabilisierenden Stromrichtertechnologie zu deduzieren. Das auf dem Stand der Technik basierende Konzept der GFC ist weiterzuentwickeln und auf das Netzbetriebsmittel des netzbildenden Stromrichters zu adaptieren. Dabei sollten Anforderungen in Hinblick auf das inhärente netzdienliche Verhalten bei Frequenzänderungen (Energieungleichgewicht), auf das Verhalten im Fehlerfall und auf das Schwarzstartverhalten in Microgrids einbezogen werden. Insbesondere sollten dabei Strategien und topologische Anforderungen für den Stromrichterparallelbetrieb bewertet werden.

Das **zweite Entwicklungsziel** des Forschungsvorhabens bestand in der Entwicklung eines Übertragungsnetzmodelles zur Abbildung des Einflusses

variabler Durchdringungsraten von netzbildenden Stromrichtern mit GFC-Charakteristik. Die damit einhergehenden Systemanalysen sollen erlauben es den zukünftigen Bedarf an virtueller Trägheit unter Berücksichtigung unterschiedlicher Regelleistungskonzepte (unterschiedliche Höhe und zeitliche Aktivierung von Momentanreserve und Primärregelleistung) abzuleiten. Aufbauend darauf können sich Vorschläge für die zukünftige Ausgestaltung des Regelleistungsmarktes ableiten.

Das **dritte Entwicklungsziel** bestand in der Ausarbeitung und Umsetzung einer kostenoptimalen, erzeugerseitigen Speicheranbindung bei großtechnischen erneuerbaren Erzeugeranlagen. In Vorstudien und Entwicklung sollte eine günstige Speicher-PV-Kopplung angestrebt werden. Das Konzept sollte hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und netzdienlichen Eigenschaften wie Leistungsverstärkung und Bereitstellung kurzfristiger Energiemengen für die virtuelle Trägheit bewertet werden.

1.3 Ziele des Teilvorhabens

Für RWE stand die Frage im Vordergrund, welche Anforderungen für das Erbringen von Momentanreserve und 100% erneuerbar gespeiste Netze an einen Energiespeicher und eine erneuerbare Erzeugeranlage gestellt werden und wie solche Anlagen gestaltet sein müssen. Derzeit werden für einen stabilen Netzbetrieb die intrinsischen Eigenschaften von Synchrongeneratoren vorausgesetzt und gehen nicht weiter in die Anforderungen ein. Demgegenüber muss dieses Verhalten nun klar definiert, ein angepasstes Netz- und Anlagenschutzkonzept erarbeitet und ein zufriedenstellendes Fehlverhalten erreicht werden. Um dies sinnvoll zu ermöglichen, werden die Netzanforderungen zuvor mit Fokus auf der Momentanreserve analysiert und mittels Simulationen die Funktionalitäten von neuen Anlagenkonzepten untersucht und optimiert. Da **erneuerbare** Anlagen außerdem darauf optimiert werden müssen, maximalen Ertrag zu generieren, wird auf deren DC-Seite ein Speichersystem zum Bereitstellen der Leistungsreserven und weiterer Marktmöglichkeiten eingebunden. Diese gesamtheitlich erarbeiteten Lösungen sollten abschließend in einem Reallabor getestet und derart flexibel gestaltet werden, dass auch Bestandsanlagen nachträglich zu diesen befähigt werden können. Als Projektabschluss sollte eine Marktanalyse für das Anlagenkonzept bereitstehen und mittels eines Leitfadens das gewonnene Wissen in die zukünftigen Netzanforderungen einfließen.

Um die tief gestaffelten Analysen hin zu stabilem Netzbetrieb aus erneuerbaren Erzeugern umzusetzen, sollten folgende Schwerpunkte in den einzelnen Arbeitspaketen bearbeitet werden:

In AP1 sollten Anforderungen, Modelle und Simulationen auf den unterschiedlichen Ebenen, von Stromrichter, über die Erzeugeranlagen, dynamischen Netzvorgängen, bis zur Netzschutztechnik rund um die virtuelle Synchronmaschine erarbeitet werden. Hier liegt der Schwerpunkt von RWE auf den Erzeugeranlagen. Dies sollte als Basis für die anschließende Gesamtsystemanalyse in AP2 mit den Kernzielen dienen, die verfügbare

Momentanreserve zu modellieren, den Bedarf an GFC zu bestimmen und die Anforderungen an die GFC ggf. nach zu justieren, unterstützt von RWE.

Ziel von AP 3 war die Erarbeitung die Umsetzungen von parallel betriebenen GFCs beim Schwarzstart, im Inselnetz und bei Fehlerfällen. RWE legt hier den Schwerpunkt auf die Entwicklung des Anlagenreglers mit der Aufgabe, mehrere GFCs im Kraftwerk zu koordinieren.

Im AP4 sollte das Problem der effizienten DC-seitigen Speicheranbindung in PV-Kraftwerken mit GFC-Funktionalität durch die Entwicklung von anforderungsgerechten DC-DC-Konvertern angegangen werden. Der Arbeitsumfang der RWE war die tiefgreifende Anforderungsanalyse an den DC-DC-Konverter, die Begleitung bei der Entwicklung und die Entwicklung des Energiemanagementsystems.

Die erarbeiteten Lösungen sollten in AP5 im Rahmen eines Reallabors aufgebaut, getestet und validiert werden. Dabei sollte die GFC in Kombination mit Batterien und Ultrakondensatoren, der DC-DC-Konverter in PV-Speicher-Kraftwerksanwendung und der Parallelbetrieb von zwei GFCs getestet werden.

In AP6 sollten die zukünftigen Märkte und Systemdienstleistungen abschließend modelliert und analysiert werden.

Parallel zu diesen Arbeitspunkten sollte eine Gremien- und Öffentlichkeitsarbeit angestrebt werden.

2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Das KMU BELECTRIC GmbH (BEL) war Projektentwickler und Integrator für PV-, Batterie- und Hybridkraftwerke. Im Zuge des Projektauftrages des BMWI hat es sich als Konsortialführer mit mehreren Partnern aus Wissenschaft (OVGU Magdeburg, TU Dresden) und Wirtschaft (Skeleton Technology, GE) sowie dem Netzbetreiber 50Hertz als assoziiertem Partner mit dem dargelegtem Konzept für dieses Förderprojekt beworben

Nach Beginn des Förderprojektes wurde im Jahr 2021 aufgrund einer Unternehmensumstellung die Batteriesparte der Firma Belectric herausgelöst und anschließend von der RWE Battery Solution GmbH übernommen, die das Projekt weitergeführt hat. Die RWE Battery Solution beschäftigte sich unter anderem mit der Planung, der Errichtung, dem Erwerb, dem Betrieb und der Verwaltung von Anlagen zur solaren Stromerzeugung und von Batteriespeichern nebst den zugehörigen Nebenanlagen im In- und Ausland. Die Battery Solution ist seit Mitte 2023 teil der RWE Technology International GmbH.

Als Treiber der Energiewende entwickelt, baut und betreibt RWE Batteriespeicher in Europa, den USA und Australien. Derzeit betreibt das Unternehmen Batteriespeicher mit einer Gesamtkapazität von mehr als 700 MW und hat weitere Anlagen mit 1,2 GW weltweit im Bau. Kürzlich hat das Unternehmen drei Projekte in den USA mit einer Gesamtleistung von 190 MW in Betrieb genommen. Im Rahmen ihrer Growing-Green-Strategie, plant RWE, ihre Batteriespeicherkapazität bis 2030 weltweit auf 6 GW auszubauen.

3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Forschungsprojekt Umzug begann am 01.02.2021 und hatte sein geplantes Ende am 31.01.2024. Partner in diesem Vorhaben neben RWE war die technische Universität Dresden, die Otto-von-Guericke-Universität Marburg, Skeleton Technologies, General Electric und als assoziierter Partner 50 Hertz.

Während des Projektes kam es im Einzelnen zu Anpassungen der Arbeitspakete durch Marktentwicklung, neu gewonnenen Erfahrungen innerhalb des Förderprojektes, und insbesondere in diesem Teilvorhaben der Wechsels von BELECTRIC zu RWE.

RWE ist zum geplanten Laufzeitende des Projektes aus dem Projekt ausgestiegen und hat keiner Verlängerung mit den anderen Projektpartnern angestrebt.

Eine genauere Darstellung der Planung und des Ablaufs erfolgt in den einzelnen Arbeitspaketen.

4 Wissenschaftlicher & technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Da dieses Projektvorhaben diverse Teilaspekte der zukünftigen Netzstruktur adressiert, wird der Stand von Wissenschaft und Technik untergliedert. Das Projektvorhaben möchte jeweils dort ansetzen, wo der aktuelle Stand zum Projektstart 2021 Optimierungen und Fragen offenlässt. In den letzten Jahren vor dem Projektstart wurden in thematisch nahe Projekte Vorarbeiten geleistet. Auf dieser Basis kann das Projekt sich sehr gezielt abgrenzen und offene Fragestellungen aufgreifen. Während die thematische Relevanz bereits in den Zielen dargelegt wurde, zeigt dieses Kapitel die Notwendigkeit des geplanten Vorhabens im Zusammenhang zum derzeitigen technischen Stand und anderweitigen wissenschaftlichen Aktivitäten.

Im Folgenden wird auf den Stand von Wissenschaft und Technik zu den wesentlichen Teilthemen des Projektvorhabens eingegangen. Dazu zählen die Modellierung der virtuellen Trägheit und des Netzes bei hoher Stromrichterdurchdringung, zudem Netzverhalten und Netzschutztechnik, sowie stabiler Schwarzstart und Inselnetzbetrieb mit spannungsbildenden Stromrichtern. Wesentlich ist eine Diskussion erwarteter Netzanforderungen um die Projektlösungen zu bewerten. Des Weiteren werden der Entwurf und die Realisierung eines PV-Speicher-Kombikraftwerkes mit DC-DC-Wandler von bestehenden Lösungen abgegrenzt. Zuletzt geht das Konsortium auf aktuelle und zukünftige Marktmodelle für den Netzbetrieb ein. Bewertet werden hierbei ausschließlich Arbeiten, die frei zugänglich sind.

4.1 Virtuelle Trägheit durch spannungsbildende Stromrichter

Die traditionellen Stromnetze sind hauptsächlich für die Synchrongeneratoren (SGs) entwickelt und ausgelegt. SGs stellen verschiedene inhärente Funktionen zur Verfügung, die für die Gewährleistung des stabilen Betriebs der Stromversorgungssysteme insbesondere bei schwerwiegenden Fehlern von Bedeutung sind.

Ein steigender Anteil von Anwendung der Stromrichtertechnik in dezentralen Erzeugungsanlagen bringen Bedenken hinsichtlich der niedrigen oder möglicherweise sogar unzureichenden Gesamtsystemträgheit (TSI) mit sich. TSI ist eine Kennzahl, die die Robustheit der Grundfrequenz eines Verbundnetzes identifiziert.

Um die Systemstabilität auch mit höherem Anteil von Leistungselektronik zum Erzeugen des Wechselstromes zu gewährleisten, ist es notwendig die dezentralen Stromrichter so zu konstruieren, dass sie über die systemstabilitätsrelevanten Merkmale der SGs wie Trägheit und Spannungsbildung verfügen.

Eine Möglichkeit, um die Gesamtsystemträgheit zu erhöhen, ist die Realisierung der virtuellen Synchronmaschine (VSM) basierend auf einem Stromrichter verbunden mit einer ausreichenden Leistungsreserve und einem Regelalgorithmus. Dieser Algorithmus beinhaltet die Spannungsregelung und Gleichungen der SGs und als Leistungsreserve dient idealerweise ein

Energiespeicher. Somit wird die dezentrale Erzeugungsanlage die stabilitätsrelevanten Dienstleistungen selbständig bereitstellen.

In Veröffentlichungen und Forschungsprojekten sind diverse Regelverfahren zur Realisierung der virtuellen Trägheit anhand von Stromrichtern mit VSM Funktionalität dargestellt (Chen, Werther, Schwake, & Beck, 2013) (Sul & Are, 2014) (Liang & Andalib Bin Karim, 2016) (Zhong, 2016).

Als ein Beispiel hat das Projekt VISMA (Chen, Werther, Schwake, & Beck, 2013) versucht das unmittelbare Verhalten einer Synchronmaschine bei Frequenzänderungen mit Hilfe eines eigens dafür implementierten Prozessrechners an Stromrichtern verfügbar zu machen. Es wird an einem begrenzten Demonstratornetz gezeigt, dass sowohl im Netzparallelbetrieb mit dem Verbundnetz als auch im Inselnetz eine netzstabilisierende Wirkung erzielt werden kann. Dabei wird sich jedoch vordergründig auf eine Nachahmung anstatt einer Berücksichtigung positiver Verhaltensmerkmale fokussiert.

4.2 Anforderungen an stromrichterbasierte Erzeugeranlagen bei einer hohen Durchdringung im Elektroenergienetz

Mit dem Rückgang von synchronmaschinenbasierter Erzeugung im Elektroenergiesystem steigen die Anforderungen an die zukünftig dominierenden stromrichterbasierten Erzeugungsanlagen und Speicher, um einen stabilen Netzbetrieb aufrechtzuerhalten. Die Fähigkeit, die Trägheit der synchronen Erzeugung zu ersetzen, ist ein zentraler Aspekt, aber auch der Rückgang der Kurzschlussleistung stellt Probleme für den Netzbetrieb dar, welcher somit die Erzeugungsanlagen, aber auch den Netzschutz, vor neue Herausforderungen stellt und zu neuen Anforderungen führt (National Grid ESO, 2018).

Nach (MIGRATE, 2019) ist die Spannungsbildung eine zentrale Charakteristik von netzbildenden Stromrichtern (engl.: *grid-forming converters*), zu der auch die VSM gehört. Nur so ist es möglich, Laständerungen im Netz instantan zu decken, um Versorgung und Stabilität zu gewährleisten – Funktionen, die Synchrongeneratoren inhärent stellen. Weiterhin müsse eine Synchronisation der netzbildenden Stromrichter innerhalb einer festgelegten Zeit gegeben sein. Der Wechsel zwischen Verbundnetzbetrieb und Inselnetzbetrieb sollte prinzipiell, solange die Last gedeckt werden kann, fließend und ohne externe Messungen und Kommunikation möglich sein. In besonderen Stresssituationen, z.B. bei Fehlerfällen und transienten Vorgängen im Netz, kann der netzbildende Stromrichter an seine Stromgrenze kommen. Hierbei ist es notwendig, weiterhin einen stabilen und kontrollierten Betrieb zu gewährleisten, z.B. durch Wechsel in eine Stromregelung oder durch eine Übersteuerung des Ausgangstroms. Erste Modellierungsuntersuchungen erfolgten diesbezüglich in (Plet, Graovac, Green, & Iravani, 2010). Umfassende Reglungsansätze sind in (Jongudomkarn, Liu, & Ise, 2018) ausgeführt. Nach (Weise & et al., 2019) sei im Fehlerfall außerdem eine inhärente Reaktion durch dynamische Blindstromstützung essentiell für die Stabilität. Dies gilt es kritisch zu überprüfen.

Kompatibilität mit allen am Verbundnetz angeschlossenen Anlagen, besonders mit Synchronmaschinen und konventionellen stromrichterbasierten Erzeugungsanlagen, sei ebenfalls eine notwendige Charakteristik, um einen

fließenden Wechsel hin zu einem stabilen stromrichterdominierten Elektroenergienetz zu ermöglichen. Der aktuelle Bericht (ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources, 2020) der Arbeitsgruppe „High Penetration“ der ENTSO-E nennt außerdem den Beitrag zum Kurzschlussstrom als eine notwendige Fähigkeit der netzbildenden Stromrichter, wobei die Frage offen bleibt, ob eine Überlastfähigkeit oder gar Überdimensionierung der stromrichterbasierten Anlagen zum Rückhalten einer Kurzschlussstromreserve, für ein stabiles Gesamtsystem notwendig ist und wenn ja, in welchem Maße. Diesem Thema möchte sich dieses Forschungsvorhaben widmen. Außerdem müsse eine entsprechende Speicher- und Leistungskapazität vorgehalten werden, um einen Beitrag zur Momentanreserve bereitstellen zu können. Auch die Fähigkeit, Spannungsharmonische sowie -unsymmetrien zu reduzieren, müsse von netzbildenden Stromrichtern gegeben sein.

Die Arbeitsgruppe „High Penetration“ schließt in dem Bericht (ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources, 2020) mit vielen aktuell offenen Forschungsfragen. Zum Beispiel ist noch offen, wie hoch der Anteil an netzbildenden und konventionellen netzfolgenden Stromrichtern für einen stabilen Gesamtsystembetrieb sein muss und wie diese idealerweise räumlich verteilt sein sollten. Außerdem ist nicht geklärt, ob es vorteilhafter ist, wenn wenige große Anlagen oder viele kleinere dezentrale Anlagen die netzbildenden Eigenschaften besitzen. Des Weiteren muss diskutiert werden, wie der Service für netzbildende Eigenschaften idealerweise angereizt werden sollte. Hier möchte dieses Forschungsvorhaben anknüpfen und Antworten geben.

4.3 Netzstabilität im Verbundnetz bei hoher Stromrichterdurchdringung

Zur Vereinfachung der Berechnung gehen Simulationstools zur transienten Berechnung großer Verbundnetze aktuell häufig von einer hohen Zahl an Synchrongeneratoren im elektrischen Netz aus. Damit ergibt sich zum einen die Vereinfachung, dass in der Berechnung von Vorgängen im elektrischen Netz von Sinusfunktion ausgegangen werden kann und somit die Berechnung von Effektivwerten eine gute Aussage über das Verhalten im elektrischen Netz erlaubt. Darüber hinaus stellen Synchrongeneratoren im Fehlerfall eine ideale Stromquelle dar. Die intrinsisch bereitgestellte Schwungmasse der Generatoren führt darüber hinaus automatisch zu einer sehr hohen Dämpfung im System, wodurch die Zeitkonstanten für beispielsweise Frequenzänderungen sehr groß sind. Diese Faktoren können sich in einem System mit einer hohen Durchdringung von Stromrichtern ändern, wodurch sowohl Modellierungsansätze, aber auch Netzstabilitätsdefinitionen durchdacht werden müssen. (MIGRATE, 2016)

In (ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources, 2020) wird ein umfassender Überblick darüber gegeben, welche Stabilitätskriterien durch eine höhere Durchdringung mit Stromrichtern beeinflusst werden. Neben der allgemeinen Frequenzstabilität durch den Wegfall konventioneller Schwungmasse beeinflusst der Wegfall von Synchrongeneratoren ohne eine entsprechende Kompensation durch eine entsprechende Auslegung der Stromrichter die Kurzschlussfestigkeit des elektrischen Netzes. Eine geringe Kurzschlussfestigkeit beeinflusst sowohl die Rotorwinkelstabilität der wenigen, sich

noch am Netz befindenden Generatoren als auch die Spannungsstabilität. Darüber hinaus kann die Interaktion zwischen stromrichterbasierten Erzeugungsanlagen zu Subsynchronen Resonanzen im elektrischen Netz führen, die die Stabilität des Gesamtsystems negativ beeinflussen.

Inwieweit die Stromrichterdurchdringung die Netzmodellierung beeinflusst ist sehr stark von der Integration der Stromrichter in das elektrische Netz und von dem zu untersuchenden Netzparameter ab. Betrachtet man die Frequenzstabilität des elektrischen Netzes hat bereits (Ulbig, Borsche, & Andersson, 2014) gezeigt, dass eine Reduzierung der am Netz vorhandenen Schwungmasse zu einer Gefährdung der Netzstabilität führt und eine Bereitstellung von synthetischer bzw. virtueller Schwungmasse aus Stromrichtern notwendig ist. In diesem Fall lässt sich aus Sicht des Verbundsystems das Verhalten von Stromrichtern analog zu dem von Synchrongeneratoren beschreiben, d. h. die Stromrichter reagieren zum einen auf die Höhe der Frequenzänderung in einem gewissen Zeitintervall, was der intrinsischen Momentanreserve der Synchrongeneratoren entspricht und können zusätzlich auf die Frequenzänderung an sich reagieren, womit ebenso die Bereitstellung von Primärregelleistung abgedeckt wäre. In diesem Fall ändert sich die grundlegende Modellierung des elektrischen Netzes sowie die Bewertung der Netzstabilität hinsichtlich des Parameters der Frequenz nicht. Es ändert sich lediglich die Parametrierung der im Netz befindlichen Erzeugungsanlagen und somit die Stabilität des Netzes an sich. Möglichkeiten zur Modellierung des Elektrischen Netzes im Kontext der Momentanreserve sind in (Peng, Yang, Tianqi, Wang, & Blaabjerg, 2019) aufgezeigt.

Der Ansatz der virtuellen Schwungmasse wird auch in diesem Projekt verfolgt. Dadurch ist sichergestellt, dass der Umwandlungsprozess von einem generatordominierten hin zu einem stromrichterdominierten Energieversorgungssystem möglichst unkompliziert und mit einer stückweisen Anpassung von Grid Codes sowie von Netzbetriebs- und -planungsprozessen erfolgen kann.

Auf Fragen hinsichtlich der Stabilität des elektrischen Netzes hinsichtlich der Auslegung von Netzschutzkonzepten und innerhalb von Inselnetzen bzw. beim Schwarzstart einzelner Inselnetze wird in 2.1.4 und 2.1.5 genauer eingegangen. Hierzu ist zu sagen, dass in diesen Fällen die in konventionellen Netzberechnungstools getroffenen Annahmen hinsichtlich der Kurvenverläufe für Ströme und Spannungen nicht immer zutreffend sind und entschieden werden muss, für welche Anwendungsfälle Effektivwertsimulationen noch ausreichend gute Ergebnisse erzielen und für welche Fälle EMT-Simulationen notwendig sind.

4.4 Netzschutzkonzepte in stromrichterdominierten Elektroenergiesystemen

Die besondere Herausforderung des Selektivschutzes besteht darin, dass dieser in sehr kurzer Zeit, unter teilweise kritischen, transienten Bedingungen des elektrischen Netzes, das fehlerbetroffene Betriebsmittel identifizieren und aus dem elektrischen Energieversorgungssystem herausschalten muss. Durch ein geeignetes Selektivschutzkonzept muss sichergestellt werden, dass jedes elektrische Betriebsmittel mindestens durch zwei Selektivschutzsysteme

überwacht wird. Hierbei wird klassisch zwischen ortsferner und ortsnaher Reserveschutzfunktion unterschieden. Die beiden für die Überwachung eines Betriebsmittels zuständigen Selektivschutzsysteme müssen immer redundant und wenn möglich diversitär aufgebaut sein. Ein Schutzsystem umfasst neben dem eigentlichen Selektivschutzgerät, die Hilfsstromversorgung und eigenständige Mess- und Auslösekreise.

Heutzutage werden vorwiegend numerische Selektivschutzgeräte für den Netzschutz in der Mittel-, Hoch-, und Höchstspannung eingesetzt. Numerische Selektivschutzrelais leiten im Wesentlichen aus den gemessenen Strömen und Spannungen Kenngrößen zur Unterscheidung von Betriebs- und Fehlerzustand ab. Dabei werden je nach verwendetem numerischen Algorithmus unterschiedliche Anforderungen an die Signalform gestellt. Die Verarbeitung erfolgt im Wesentlichen durch den Einsatz von Algorithmen zur Berechnung von Frequenz, Effektivwerten oder komplexen Zeigern von Strömen und Spannungen, Impedanzen, Admittanzen und Leistungen. Die Algorithmen basieren auf unterschiedlichen mathematischen Ansätzen. So werden die Kenngrößen der zu schützenden Betriebsmittel zum Beispiel durch die Lösung von Differentialgleichungen in Echtzeit bestimmt. Eine Einschätzung zur Sensitivität gegenüber nichtidealen Eingangssignalen auf die Genauigkeit dieser Algorithmen wurden bereits in (Nelles & Opperskalski, 1991) durchgeführt. Die Untersuchungsergebnisse bilden die Grundlage zur Formulierung von Anforderungen an den zeitlichen Signalverlauf der Strom- und Spannungssignale.

Der zunehmende Anteil stromrichterbasierter Einspeiser am Erzeugermix erhöht deren Beitrag zum Kurzschlussstrom im Fehlerfall. Folglich ist mit Auswirkungen auf den zeitlichen Verlauf sowie auf das Frequenzspektrum des Kurzschlussstroms zu rechnen. Erste theoretische Anforderungen zur Gewährleistung der korrekten Arbeitsweise bestimmter numerischer Selektivschutzgeräte wurden in (Lindner, 2016) und (Schilbach, 2016) formuliert.

Weiterhin muss durch die Begrenzung des Kurzschlussstroms berücksichtigt werden, dass bestimmte Funktionen des Selektivschutzes, wie beispielsweise die Bildung eines Anreagesignals bei Überschreiten einer Stromschwelle oder die Staffelung nach festgelegten Überstrom-Zeit-Stufen, nicht mehr zuverlässig arbeiten. Dabei werden durch das dynamische Verhalten mehrerer stromrichterbasierter Einspeiser im Fehlerfall (vgl. (Weise & et al., 2019)) besonders hohe Anforderungen an den Selektivschutz gestellt um die Selektivität zu erhalten. Hintergrund ist, dass sich Schutzzonen virtuell verschieben, sodass eine selektive Klärung von Fehlerfällen nicht gewährleistet ist. (MIGRATE, 2016) listet diesbezüglich eine Auswahl untersuchungswürdiger Kurzschlussereignisse auf.

Zu dieser Erkenntnis gelangt auch (ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources, 2020) und fordert eine Überprüfung existierender Schutzkonzepte, sobald sich ein Konsens bezüglich der Anforderungen an DEAs mit VSM-Funktionalität etabliert hat. Herausforderungen für bestehende Schutzsysteme bei hoher DEA-Durchdringung, insbesondere für den Distanzschutz, werden in (Li, R. et al., 2019), (Li, R. et al., 2016), (Callego, 2019), (Johansson, 2019), (Li, et al., 2015) diskutiert.

Durch die Dezentralisierung und Digitalisierung in der elektrischen Energieversorgung werden zukünftig auch die Erfassung elektrischer Größen und die Verarbeitung räumlich entkoppelt. Technologien dieser Art befinden sich in der Entwicklungsphase, sodass Anforderungen an Schnittstellen und die Erfassung elektrischer Größen noch nicht einheitlich definiert sind. Unkonventionelle Möglichkeiten zur Erfassung elektrischer Größen, wie beispielsweise durch den Pockels-Effekt zur optischen Messwerterfassung (Eilart, 2018) oder der Einsatz von Rogowskispulen gewinnen an Bedeutung. Die Erfassung der Strom- und Spannungssignale der Selektivschutzgeräte erfolgt daher zukünftig mit Hilfe von sogenannten Merging-Units (Kleemann, 2018), deren Verhalten bei dynamischen Eingangssignalen noch nicht spezifiziert ist. Da die Ergebnisse bei der Berechnung mit numerischen Algorithmen wesentlich vom transienten Übertragungsverhalten der Messwerterfassung abhängen, besteht aktuell die Frage nach den Anforderungen an derartige Systeme zur Messwerterfassung.

4.5 Schwarzstart und stabiler Inselbetrieb mit spannungsbildenden Stromrichtern

Mit zunehmendem Anteil dezentraler Energieerzeugungssysteme und Verwendung von Speichertechnologien, wachsen die Möglichkeiten, lokale Netze in Form von autonomen Microgrids zu betreiben. Ein Microgrid kann als ein Stromversorgungssystem definiert werden, das über dezentrale Energiequellen, Lasten, Speichereinheiten und Schutzvorrichtungen verfügt (Niannian & Xu, 2011) (Lasseter, 2002) (Lei, Peng, & Balaguer, 2009). Die verteilten Energiequellen verwenden größtenteils spannungsbildende Stromrichter verbunden mit erneuerbaren Energiequellen und Speichern oder eine Kombination aus beidem. Ein Microgrid profitiert von lokaler Zuverlässigkeit, Bereitstellung von Spannungsunterstützung, Reduzierung der Verluste und Verbesserung der Effizienz (Li, Song, Wang, & Wang, 2010) (Wang, Li, Xiao, & Wang, 2007). Darüber hinaus kann ein Microgrid mit dem Netz verbunden sein oder als Inselnetz betrieben werden. Im Netzverbundbetrieb ist das Microgrid an das Energieversorgungssystem angebunden und die verteilten Energiequellen können dementsprechend gesteuert werden, um den importierten Strom aus dem Netz zu minimieren. Der Inselbetrieb tritt in der Regel bei einem Ausfall des Hauptnetzes ein. Bei diesem Ereignis erkennt das Microgrid den Verlust des Hauptnetzes und trennt die Verbindung.

Microgrids besitzen eine hohe Zuverlässigkeit und sind mit einem geeigneten Netzschutzsystem ausgestattet. Dennoch kann es, aufgrund von verschiedenen Umständen, trotzdem zu einem Netzausfall in einem Microgrid kommen. Beispielsweise kann ein Fehler beim Übergang vom Netzverbundbetrieb zum Inselbetrieb oder eine Störung, die im Inselbetrieb auftritt, den Ausfall des Microgrids verursachen. Stromausfälle führen zu wirtschaftlichem Verlust und daher ist eine schnelle und zuverlässige Wiederherstellung des Netzes unerlässlich und wichtig. Dafür werden Anlagen mit einer Schwarzstartfähigkeit benötigt, um das Netz nach einem Stromausfall wiederaufzubauen. Die Referenzen (Moreira, Resende, & Pec ̧as Lopes, 2007) und (Pec ̧as Lopes, Moreira, & Resende, 2005) präsentieren eine Reihe von Maßnahmen zur Wiederherstellung des Microgrids

und verdeutlichen die Notwendigkeit der Speichertechnologie mit netzbildenden Stromrichtern, um die Systemstabilität zu gewährleisten.

Die Bedeutung und Notwendigkeit eines zuverlässigen Schwarzstarts und eines stabilen Inselbetriebs unter Anwendung von industriellen spannungsbildenden Stromrichtern, ist in den letzten Jahren immer größer geworden und wird auch weiterhin wachsen.

Der aus Großbritannien stammende System Operability Framework Report „Black Start from Distributed Sources“ (National Grid, Northern Powergrid and SP Energy Networks, 2017) geht gezielt auf die Unterstützung von DEAs für den Schwarzstart und Inselbetrieb von Verteilungsnetzen ein und berücksichtigt die Anforderungen an eine benötigte Momentanreserve sowie Last- und Erzeugungsblockgrößen im Detail.

Die Referenz (Dynapower, 2019) zeigt den Einsatz zum Starten oder Neustarten des Microgrids und die Versorgung von Transformatoren bzw. die Motoren anhand von Stromrichtern, die mit einer Speichertechnologie verbunden sind.

Bordesholm eine Stadt in Deutschland ist seit 2019 ein Beispiel dafür, dass ein lokales Netz nur aus erneuerbaren Energiequellen und Batteriespeichern versorgt werden kann (Colthorpe, Energy Storage, 2019). Mit einem exemplarischen Versuch wurde gezeigt, dass die komplette Stadt über ein Zeitfenster von einer Stunde vom Netz getrennt wurde und dabei stabil über das lokale Energienetz versorgt werden konnte.

Der Stromnetzversorger IID (Imperial Irrigation District) in Südkalifornien zeigt ebenfalls (Colthorpe, Energy Storage, 2017) die erfolgreiche Anwendung von Batteriespeicher und Stromrichtertechnologie, um einen Schwarzstart zu ermöglichen. In diesem Beispiel wurde eine Gasturbine aus einem Blackout gestartet.

Obwohl es bereits einige industrielle Anwendungen für Schwarzstart und Inselbetrieb gibt, sind die Anforderungen an netzbildende Stromrichter noch nicht klar definiert und dadurch fehlen noch viele Untersuchungen im Bereich der zukünftigen Erwartungen an netzbildende Stromrichterfähigkeiten.

4.6 PV-Speicher-Kraftwerke

Zum einen wurde in den letzten Jahrzehnten in vielen Regionen die Photovoltaik zu der kostengünstigsten Energiequelle und damit zu einem entscheidenden Faktor für die Energiewende und die Klimaziele. Doch unterliegt sie zusammen mit vielen anderen erneuerbaren Erzeugern einer hohen Volatilität aufgrund der wetterabhängigen Erzeugung und auch im Anlagendesign gibt es Eigenheiten, die zukünftig weitere Lösungsansätze nach sich ziehen werden. So ist in der Regel für die wirtschaftlichste Auslegung die Photovoltaikleistung auf der DC-Seite deutlich größer im Vergleich zu der AC-Leistung der verbauten Wechselrichter. Dies führt dazu, dass in aller Regel zu sonnigen Zeiten 20% bis 60% der möglichen Leistung abgeschnitten werden, es kommt zum sogenannten „Clipping“.

Zum anderen werden verstärkt verschiedenste Speichersysteme für unterschiedliche Anwendungen eingesetzt. Dies erstreckt sich von Kurzzeitspeichern wie Ultrakondensatoren, über Blei- oder Lithium-Ionen-

Batterien bis hin zu Power-To-X Anlagen, wobei gerade Lithium-Ionen-Batterien derzeit einen großen Markt erobert haben. Dies liegt an den sinkenden Preisen, auch durch den starken Trend im Automobilmarkt, und der flexiblen Anwendung, denn:

1. Lithium-Ionen-Batterien können in praktisch beliebig kurzer Zeit auch große Leistungen zur Verfügung stellen,
2. sie bieten eine sehr gute Round-Trip-Efficiency, also einen geringen Energieverlust beim Laden und Entladen,
3. sie sind sehr flexibel auslegbar, z.B. bezüglich des Verhältnisses zwischen Kapazität und Leistung (C-Rate),
4. sie sind einfach und mit geringem Platzaufwand aufzustellen, typischerweise integriert in Schiffscontainern,
5. auch ein Nachrüsten dieser an bestehenden Standorten anderer Kraftwerke ist einfach möglich
6. und sie entladen sich auch über längere Zeiträume nur geringfügig.

Mit solchen und ähnlichen Lösungen kann also ein guter Partner zur PV-Technik hinzugezogen werden, was insbesondere schon in Kleinanwendungen wie Camping, Heimanwendungen und nun verstärkt bei Industriegebäuden genutzt wird. Als relevante Hersteller sind hier TESLA, SMA Solar und LG Chem zu nennen. Auch findet derzeit eine Marktöffnung in verschiedenen Regionen der Welt zu solchen PV-Speicher-Kraftwerken (PVS-Kraftwerken), unter anderem in Form von offenen Auktionen für diese kombinierten Techniken, statt. Größere Anlagen werden aber bislang in der Regel noch netzseitig AC-gekoppelt, womit ihr Nutzen sehr begrenzt ist, da weder die verlorene Energie des Clippings der PV-Anlage genutzt werden kann, noch Einsparungen auf der AC-Seite hinsichtlich Netzkosten oder Leistungselektronik genutzt werden. Darüber hinaus sind zukünftige Stromrichterkonzepte und allgemeine Reaktionen auf Netzfehlerzustände mittels einer Einkopplung des Batteriespeichers auf der DC-Seite besser realisierbar.

Dabei haben alle diese Anlagen gemeinsam, dass ein Stromrichter die Leistung zwischen DC- und AC-Seite konvertieren muss. Diese sind bislang in der Regel jedoch nur auf maximalen Ertrag und einfache Stromspeisung ausgelegt. Damit verbunden, dass bislang angepasste Netzregulatorien und weitere attraktive Marktmöglichkeiten entsprechend der Fähigkeiten solcher PVS-Kraftwerke notwendig sind, sind noch weiterführende Arbeiten notwendig, um die theoretische Attraktivität auch in eine breite Realisierung zu überführen. Eine Möglichkeit wäre mittelfristig diese Anlagen zu Synchronleistung bzw. zur Bereitstellung von Momentanreserve zu befähigen und dies zu vergüten, was aufgrund des eingebunden Speichers gut möglich wäre. Weiterhin spielt bisher die Nachrüstung von bestehenden PV-Anlagen mit Speichern keine wirtschaftliche Rolle, was sich zukünftig bei steigenden Netzanforderungen jedoch schnell und stark ändern könnte.

Darüber hinaus bieten Ultrakondensatoren eine kosten- und platzeffiziente Lösung zur Energiespeicherung um die Vorteile von PVS-Kraftwerken weiter auszubauen. So können diese bereits Netzschwankungen bedeutend verringern. Aufgrund des momentan noch geringen Anteils von PV-Kraftwerken in den Netzen und einer Grundstabilisierung der Frequenz durch rotierende Massen sind die durch PV-Kraftwerke induzierten Spannungs- und Stromschwankungen zurzeit

noch vertretbar. Der Einsatz von Ultrakondensatoren zur Zwischenspeicherung von Solarenergie in PV-Kraftwerken ist demnach noch nicht am Markt bekannt, wird jedoch schon seit längerer Zeit theoretisch behandelt, bspw. in (Glavin, Chan, Armstrong, & Hurley, 2008), (Ongaro, Saggini, & Mattavelli, 2012).

4.7 DC-DC-Konverter in PV-Speicher-Anlagen

In PV-Anlagen werden vielfältige leistungselektronische Topologien angewendet. Eine topologische Übersicht in (Kouro, 2015) zeigt, dass DC-DC-Konverter in Kombination mit Solarwechselrichtern in vielen Topologiekonzepten etabliert sind. Einerseits sinkt durch den zweistufigen Umformungsansatz der Wirkungsgrad, andererseits führt gezieltes MPPT der DC-DC-Konverter an einzelnen PV-Submodulen oder PV-Modulsträngen zu Ertragssteigerungen im Vergleich zu einer Zentralwechselrichtertopologie ohne DC-DC-Konverter – erläutert in (Foureaux, et al., 2015). Aus diesem Grund gibt es viele Vorarbeiten zu DC-DC-Konvertern für MPPT-Anwendungen in PV-Kraftwerken. Dabei stehen aktuell hohe Leistungsdichte und hohe Wirkungsgrade durch den Einsatz neuer *Wide-Band-Gap*-Halbleitertechnologien im Trend der Forschung. Die SiC MOSFET Technologie zeigt materialbedingt geringere Schaltverluste gegenüber ausgereiften Si-IGBTs; beispielsweise erreicht der DC-DC-Konverter mit SiC-MOSFETs in (Almasoudi, Matin, & Gao, 2018) einen Wirkungsgrad von 98.4% bei einer Schaltfrequenz von 300 kHz. Weitere Ansätze zur Wirkungsgradsteigerung von DC-DC-Konvertern beinhalten Parallelisierung von Topologieelementen (Zapata, Kouro, Aguirre, & Meynard, 2015) oder Halbleiterreduktion (Guidi, Undeland, & Hori, 2007). Ein besonders interessantes Konzept wird durch *Partial Power Converters* (PPC) beschrieben – eingeführt in 1996 durch (Button, 1996) und erst 2014 in PV-Anwendungen migriert (Marzouk, Fournier-Bidoz, Yablecki, McLean, & Trescases, 2014). Derartige DC-DC-Konverter wandeln nur notwendige Teile der Gesamtübertragungsleistung und reduzieren dadurch Übertragungsverluste. Dennoch bestehen die Vorteile des individuellen MPPT (Zapata, Meynard, & Kouro, Partial power DC-DC converter for large-scale photovoltaic systems, 2016). PPC wurden bereits erfolgreich mit SiC-MOSFETs (Agamy, 2013) umgesetzt.

Im Gegensatz zu den vorgestellten unidirektionalen Konzepten werden für Laden und Entladen von Speichern bidirektionale DC-DC-Konverter benötigt. Im Rahmen einer PV-Speicher-Anwendung vergleicht (Silveira, Neto, de Paula, & de Souza, 2018) diverse bidirektionale Schaltungstopologien. Ein bidirektionaler DC-DC-Konverter mit SiC-MOSFETS wird in (Pham, Teodorescu, Kerekes, & Mathe, 2013) beschrieben. Auch PPC sind bidirektional umsetzbar, wie (Rojas, Renaudinaeu, Kouro, & Rivera, 2017) bei Lade- und Entladevorgängen einer Fahrzeugbatteriesystems in Kombination mit einem PV-Modul zeigt.

Neben hart-geschalteten DC-DC-Topologien werden auch resonant bzw. quasiresonant betriebene Schaltungen breit untersucht. Durch den resonanten Betrieb können gezielt Schaltverluste in den leistungselektronischen Halbleitern vermieden werden, da diese entweder bei Nullspannung (*zero voltage switching* – ZVS) oder Nullstrom (*zero current switching* – ZCS) geschaltet werden. Dadurch ist es möglich den Wirkungsgrad des DC-DC Stellers zu erhöhen (Waffler & Kolar,

2009), (Hillers, Christen, & Biela, 2012). Ein Schaltungsbeispiel, welches sowohl SiC-MOSFETs und ZVS einsetzt, verbindet Speicher und PV-Erzeugung in (Bhattacharya & Chattopadhyay, 2016).

Im Unterschied zum Vorhaben beschränken sich die zitierten Veröffentlichungen auf Simulationen und/oder Kleindemonstratoren. Ebenfalls werden keine Kostenbewertungen durchgeführt. Im avisierten Leistungsbereich des Vorhabens sind am Markt nur Produkte eines einzigen amerikanischen Anbieters, namentlich Dynapower (Dynapower Company, 2020), bekannt.

4.8 Ökonomische Betrachtung von Momentanreserve – Produkt und Marktmodell

Eine Vielzahl an Projekten, insbesondere im Rahmen der ENTSO-E, stellen eine Wichtigkeit der verfügbaren Momentanreserve im Energiesystem fest (ENTSO-E, 2017) (ENTSO-E, 2015) (ENTSO-E, 2017).

Jedoch ist die Frage des Wertes von Momentanreserve im Allgemeinen, sowie im Speziellen aus Stromrichtern oder VSM ein Thema, das nur am Rande angerissen wird (ENTSO-E, 2017) oder nicht auf das deutsche Netz innerhalb des europäischen Verbundsystems anwendbar ist. Zudem wurden beispielhaft in Australien keine ökonomischen Modelle vorgeschlagen, obwohl eine Marktimplementierung angedacht ist und teilweise gefordert wird (AGL, 2018). Insbesondere (ENTSO-E, 2017) fordert eine ganzheitliche Betrachtung, die auch anlagenspezifische Kosten berücksichtigt und darüber hinaus eine gefundene Markt- oder regulatorische Lösung auf volkswirtschaftlicher Basis bewertet. Anlagenspezifische ökonomische sowie technische Charakteristika, mit Blick in die Zukunft, sind dabei in der Gesamtheit noch nicht unter dem Aspekt der Momentanreserve oder der Schwarzstartfähigkeit betrachtet worden. Einzig (Wolfgang Gawlik, 2017) bietet einen zertifikatsbasierten Ansatz. Diese Arbeit ist sehr allgemein gehalten und fokussiert keine anlagenspezifischen Details und allgemeine Umstände, die Einfluss auf eine Momentanreservebereitstellung haben können. Beispielhaft ist hier die Mindestmenge an benötigter Momentanreserve außer Betracht gelassen.

Besonders hervorzuheben sind die Entwicklung im britischen Netz mit dem Betreiber National Grid ESO. Dort werden erste Anstrengungen vollzogen, Momentanreserve als Produkt zu integrieren. Kosten (Betriebs- und Kapitalkosten) der Anlagen die am Netz sind und einen Beitrag leisten, werden über das Jahr mit Hilfe der Betriebsstunden und des Energiemarktes approximiert. Daran anschließend kann von den Anlagenbetreibern ein Gebot am Momentanreservemarkt für ein Jahr abgegeben werden. Anhand der Kosten wird eine Merit-Order-Liste aufgestellt, welche so lange gezogen wird (von günstigsten zu teuersten Anlagen), bis ein definierter Bedarf gedeckt ist (ESO, 2019). Jedoch ist hervorzuheben, dass das britische Netz ein Inselnetz, mit geringerem Anteil an erneuerbarer Erzeugung ist. Zudem werden mit diesem Konzept konventionelle Anlagen gefördert, da diese mehr Betriebsstunden aufweisen und keine zusätzlichen Kosten für Momentanreservebereitstellung tragen müssen. Darüber hinaus ist es Ziel des Projektes UMZUG, die kurzfristige Volatilität von stromrichterbasierten Technologien zu berücksichtigen und ein stromrichterdominiertes System zu betrachten.

Im Allgemeinen bleiben zum aktuellen Stand der Technik viele Fragen hinsichtlich der Momentanreserve als Produkt offen welche nachstehend auszugsweise abgebildet sind.

- Fragen nach der benötigten minimalen Menge fan Momentanreserve für einen stabilen Netzbetrieb unter verschiedenen Last- und Erzeugungssituationen sind ungeklärt.
- Anlagenspezifische Charakteristika unter dem Aspekt der Bereitstellung der Momentanreserve sowie der resultierenden Vor- und Nachteile wurde noch nicht betrachtet.
- Frage nach dem Wert der Momentanreserve und Wege der Vergütung wurden nur teilweise und nicht in Gänze erörtert.
- Wie können Methoden zur Vergütung von Momentanreserve mit Blick auf die Volkswirtschaft und die systemische Integration bewertet werden.
- Welche Folgen ergeben sich bei einem steigenden Anteil von Momentanreserve für Regelleistungsprodukte?

5 Arbeitspakete und deren Ergebnisse

Tabelle 1: Übersicht der Arbeitspakete

AP	Titel	Leitung
1	Modellbildung für virtuelle Synchronmaschine, Erzeuger- und Speicheranlagen, Übertragungsnetz und Schutztechnik	TUD-EV
2	Gesamtsystemanalyse	OVGU
3	Untersuchung von Inselbetrieb und Schwarzstartfähigkeit	GE
4	VSM und DC-DC-Wandler in Kombination für ein PV-Speicher-Kraftwerk	TUD-LE
5	Übertragung ins Reallabor	RWE
6	Zukünftige ökonomische Modelle für Frequenz-Systemdienstleistungen	OVGU
7	Projektkoordination	RWE
8	Leitfaden und Öffentlichkeitsarbeit	TUD-EV

5.1 AP1: Modelbildung für virtuelle Synchronmaschinen, Übertragungsnetz und Schutztechnik

In Vorbereitung für die Gesamtsystemanalyse und die Umsetzungen im Rahmen des Reallabors sollte eine umfassende Darlegung des Begriffes „Virtuelle Trägheit“ anhand des inhärenten Antwortverhaltens und eine anschließende Spezifikation einer äquivalenten VSM erfolgen. Darin eingeschlossen war die Beschreibung und Modellierung von Betriebsmitteln, die virtuelle Trägheit bereitstellen können sowie ihre Integration in Erzeugeranlagen und deren Betriebsverhalten. Des Weiteren sollte die Erstellung eines dynamischen Netzmodells zur nachfolgenden Simulation von dynamischen Vorgängen erfolgen. Abgerundet wird das AP durch eine grundlegende Analyse von Anforderungen und Implementierungen von Systemschutzkonzepten unter Berücksichtigung der Auswirkung „Virtuellen Trägheit“ auf das Gesamtsystem.

Unter Mitwirkung aller Partner sollten in dem ersten Unterarbeitspaket „Anforderungen und Modellierung von Stromrichtern für das Netz der Zukunft: Fokus GFC“ eine gemeinsame wissenschaftliche und technische Basis für das Vorhaben generiert werden. Diese Basis sollte die Festlegung einer einheitlichen Terminologie zu Systemcharakteristiken umfassen.

Dabei hat sich für den weiteren Projektablauf herauskristallisiert, dass die Fachsprache zur zentralen Problemstellung der Momentanreservebereitstellung und weiterer Leistungen die bisher von Synchronmaschinen erbracht wurden sich weg von „VSM“ bewegt hat und nun der Begriff „Grid Forming Converter“ („GFC“) üblich ist. Hintergrund dessen ist, dass die VSM selbst fachlich genau genommen eine Untergruppe der möglichen Umrichterlösungen für den Katalog der Leistungen darstellt. Auf den eigentlich Projektablauf hat dies keinen Einfluss, jedoch wird fachlich korrekt in diesem Bericht vermehrt „GFC“ genutzt.

Aufbauend auf den in 2020 stark gewachsenem Umfang der internationalen Arbeiten rund um die virtuelle Synchronmaschine (VSM) wurden Anforderungen gemeinsam mit den Partnern unter der Leitung der Technischen Universität Dresden (TUD) zusammengetragen. Dazu wurde eine Sammlung konkreter Anforderungen der Projektpartner erstellt, sowie eine umfangreiche Recherche nach bestehenden Anforderungen an netzbildende Stromrichter im Verantwortungsbereich der europäischen Netzbetreiber durchgeführt.

Zu den Arbeiten rund um die Anforderungsanalyse hat RWE insbesondere die Diskussionen um die gesamtheitliche Anlagensicht und Marktanwendbarkeit bereichert. So wurde sich grundsätzlich auf die Vorgaben der deutschen Mittelspannungsrichtlinie VDE-AR-N 4110 geeinigt, da ein bestmögliches Einhalten der vorhandenen Regelungen für eine spätere Marktanwendung von Bedeutung ist. Bei weiteren Diskussionen zu diesem Thema hat RWE wiederholt die gesamtheitliche Anlagensicht, eigene Arbeiten in Großbritannien und die Marktanwendbarkeit eingebracht.

In dem zweiten UAP „Anforderungen an und Modellierung von dezentralen Erzeugeranlagen und Speicher-systemen mit GFC-Funktionalität sowie deren Betriebsverhalten“ in dem RWE eine leitende Rolle eingenommen hatte, sollten Modelle von dezentralen Erzeugeranlagen und Speichersystemen zu entwickelt werden, welche mittels Integration der Konzepte und Modelle der Stromrichter aus AP 1.1 GFC-Funktionalität bzw. netzbildende Eigenschaften aufweisen. Konkret

sind die Ziele ein Anforderungskatalog an Stromrichtermodelle für AP 1.1, sowie der Meilenstein 1.2 Modelle von dezentralen Erzeugeranlagen und Speichersystemen zu entwickeln.

Aus Erhebungen ist zu empfehlen einen Frequenzgang Korridor zu bilden und diesen zur Basis der Trägheitsmasse einer sich Rotierenden Maschine als Vorbild des Trägheitsverhalten zu nehmen.

Es ist darauf hinzuwirken, normativ eine Grundlage zu schaffen, die ein Stromrichterverhalten einer Synchronmaschine Simultan abbildet, Minimalwerte und Maximalwerte einer Virtuellen Synchronmaschine sind somit niederzuschreiben.

Eine Anwendbarkeit der Norm ist gegeben bei reger Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern zur Abbildung ihrer Netzanforderungen. Diese können ihre Übertragungsnetzsituation am geeignetsten gegenüber dem Anlagenbetreiber mitteilen somit wird eine adäquate Trägheitsreaktion des Stromrichters abgebildet.

RWE hat in diesem AP 1.4 „Konzeption eines Systemschutzes“ die Analysen und Untersuchungen beratend begleiten, um die Sicht des Anlagenbetreibers mit einzubringen und mögliche Wechselwirkungen und Abhängigkeiten mit den Anlagenschutzgeräten zu berücksichtigen.

5.2 AP2: Gesamtsystemanalyse

Das Ziel dieses Arbeitspaketes ist eine systemische Analyse hinsichtlich des zukünftigen Bedarfs an Momentanreserve und der Eignung konventioneller Netzschutzkonzepte für die sich verändernde Erzeugungslandschaft. Daraus lassen sich anschließend entsprechende Handlungsempfehlungen und notwendige Anpassungen in bestehenden Grid Codes ableiten. Zur Durchführung dieser Analyse ist im ersten Schritt die Entwicklung von Szenarien notwendig, die mögliche Entwicklungen in der Zusammensetzung des Kraftwerksparks abbilden. RWE unterstütze die Szenarienentwicklung zum einen durch das bereits vorhandene Hintergrund- und Anwendungswissen als Anlagen-Errichter und zum anderen durch markt- und lösungsbezogene Recherchen. Die Entwicklung eines Marktmodells wurde begonnen und von RWE beratend unterstützt.

5.3 AP3 Untersuchung von Inselbetrieb und Schwarzstartfähigkeit

Mit der zunehmenden Verbreitung von stromrichterbasierten Erzeugeranlagen werden Stromrichter mit einer Schwarzstartfähigkeit und Erzeugung eines Inselbetriebes immer wichtiger. Die Schwarzstartfunktion ist notwendig, um das Netz nach einem Fehlerfall erneut zu starten. Abhängig von der Kapazität des Stromrichters sind ein oder mehrere Stromrichter erforderlich, um einen Schwarzstart durchzuführen. Während des Schwarzstarts müssen die Stromrichter in der Lage sein, Transformatoren und Lasten wie Induktionsmaschinen mit Strom zu versorgen. Nach dem Schwarzstart müssen die Stromrichter in einer Parallelschaltung im Inselbetrieb verbleiben und die verschiedenen Lasten (symmetrische und asymmetrische) versorgen, bis ein stabiler Betrieb erreicht ist. Im Anschluss daran erfolgt die Synchronisierung und

Verbindung mit dem vorhandenen Netz und der Wechsel in den Netzverbundbetrieb. Die Analyse, die Simulation und Erprobung dieser einzelnen Schritte sind Bestandteil dieses Arbeitspakets.

Für den Schwarzstart von GFC Stromrichtern und dem anschließenden Parallelbetrieb im Inselnetz wurden zusammen mit GE und der TUD grundlegenden Anforderungen festgelegt. Die Anforderungen sind nicht abschließend und erweiterbar durch die Ergebnisse der Modellierungen.

Bei einer schutztechnischen Anforderungen spannungserzeugender Stromrichter sind insbesondere die stromrichternahen Fehler, welche zur sofortigen Abschaltung der Stromrichter führen, eine besondere Herausforderung. Eine selektive Auslösung nachgelagerter Schutzgeräte ist bei sofortiger Abschaltung der Stromrichter nicht möglich.

5.4 AP4: GFC und DC-DC-Wandler in Kombination für ein PV-Speicher-Kraftwerk

Ein wichtiges Anwendungsgebiet für GFC in Zukunft ist der Betrieb bei PV-Großflächenanlagen mit DC-gekoppeltem Energiespeicher, bei denen das PV-Feld an den DC-Sammelschienen der Stromrichter über einen DC-DC-Konverter mit einem elektrischen Speicher verbunden ist. Die notwendige Einbindung des Energiespeichers ist bei dieser Anwendung durch die marginale Fähigkeit eines PV-Felds, Leistung und Energie für Momentanreserve bereitzustellen, begründet und bietet zudem Möglichkeiten für vielfältige Funktionserweiterungen der PV-Kraftwerke. Zum Erhalt des MPPT-Betriebs darf die Anbindung des Energiespeichers dabei nicht direkt parallel zum PV-Feld erfolgen. Der DC-DC-Konverter garantiert in diesem Zusammenhang einen variablen Spannungspegel für die PV-Seite.

Speichersysteme wie Lithium-Ionen-Akkus, Ultrakondensatoren, Redox-Flow-Systeme oder gar Wasserstoffspeicher erfuhren in den letzten Jahren eine signifikante Kostenreduktion. Speziell sind hier Lithium-Ionen-Akkus zu nennen. Daher treten die Kosten für die technische Anbindung immer mehr ins Zentrum eines effizienten Systemdesigns. Speziell PV-Speicher-Kraftwerke weisen ein hervorragendes Potential hinsichtlich einer DC-seitigen Kopplung auf.

Zum Ausarbeiten der Gesamtanforderungen für eine Produktspezifizierung wurden die Anforderungen zunächst in verschiedene Teilanforderungsfelder untergliedert. Für die Teilfelder wurden jeweils für essentielle Eigenschaften Mindestanforderung herausgearbeitet, die anschließend als Testkriterien für den durch TUD:LE entwickelten Prototypen genutzt wurden. Die Teilanforderungsfelder können in unterschieden werden in :

- Regulatorische Anforderung
- Systemische Anforderungen
- Wirtschaftliche Anforderungen
- Schutztechnische Anforderungen
- Funktionale Anforderungen

Diese Generellen Teilanforderungen können in technische Anforderungen an den Prototypen des technische und wirtschaftlich optimierten DC-DC-Konverter überführt werden und sind somit ein Ausgangspunkt der durch TUD:LE durchgeführten Topologieanalyse.

Zur Unterstützung dieser Anforderungsanalyse, speziell hinsichtlich systemischer und wirtschaftlicher Anforderungen, stellte RWE ein hausintern entwickeltes Energiefluss-Simulationstool auf Matlab Basis zur Verfügung, welches im Zuge des Projektes grundlegend überarbeitet und umfassend weiterentwickelt wurde. Das Ausgangsmodell stellte ein PVS-System als Einstrang Modell aus Batterie, bidirektionalen Inverter und PV-Block mit festen Wirkungsgraden für PV und Inverter dar. Das so dargestellte System kann AC -gekoppelte Systeme an einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt in Peakshaving oder Energy-Time-Shifting-Anwendung simulieren. Durch die Erweiterung ist es nun möglich die simulierte Anlage als Vielstrang System darzustellen. Dadurch kann jeder im PV-Feld enthaltenen Inverter einzeln dargestellt werden. Zusätzlich werden die DC-seitig angeschlossenen Module pro Inverter als einzelnes PV-Feld dargestellt und Umweltgrößen wie Temperatur und Strahlungswerte um Strom und Spannungswerte berücksichtigt. Dadurch kann für jeden Inverter zu jedem Simulatonsschritt ein spezifischer Wirkungsgrad ermittelt werden.

Die Batterie wird als „Bucket“-Modell unter Berücksichtigung von Innenwiderstands- und Zellspannungskennlinien dargestellt. Alterung kann mittels eines „State of Health“ (SoH) Koeffizienten berücksichtigt werden. Auch hierbei handelt es sich um ein Vielstrangmodell, welches es vermag, die Gesamtheit der simulierten Batterie bis auf Zellstrangebene abzubilden und somit auch Effekte wie Zellenbalance und komplexe Ladezustands- und Leistungs-Management Algorithmen darstellen kann.

Als zentrales Element wurde ein DC-DC-Konverter-Modul hinzugefügt. Dieses vermag es, leistungs- und spannungsabhängig Wirkungsgrade darzustellen und berücksichtigt bei der Berechnung des Wirkungsgrad sowohl die Eingangs als auch Ausgangseite, weiterhin können Temperatur und Strom/Spannungs-induzierte Leistungsreduzierung berücksichtigt werden. Das DC-DC-Konverter-Modul ist ebenfalls ein Vielstrang-Modell, sodass die Zustände jedes DC-DC-Konverters im System für jeden Zeitschritt simultan berechnet werden können.

Schließlich wurde die Funktion des simulierten Energie Management Systems (EMS) erweitert und das dargestellte Vielstrang-Model angepasst. So ist es nun möglich PVS-spezifisch Anwendungen wie Firming aber auch netzstützende Anwendungen wie FCR und aFFR abzubilden. Das EMS ist modular angelegt und ermöglicht dadurch simple Erweiterbarkeit wie bspw. die Darstellung von Momentanreserve sobald Bereitstellungskriterien hierfür feststehen.

Die Energieflusssimulation berechnet die Systemzustände in Minuten oder Viertelstunden Auflösung für Zeiträume von wenigen Minuten bis über die Gesamte angedachte Systemlebensdauer (15-20 Jahre) des Systems und stellt dadurch eine zielführende holistische Ergänzung zu Simulationsprogrammen für die Ermittlung der Produkteigenschaften im transienten und subtransienten Bereich wie etwa PowerFactor oder PSCad dar.

Das Vielstrang-Modell ermöglicht es in einen Simulationsgang verschieden Systemkonfigurationen gleichzeitig zu testen aber auch ganzheitliche System

Effekte wie etwa Ladestands Inbalance oder Ladezustandsanpassung (Balancing) darzustellen.

Die Einbindung des Simulationskerns in ein Optimierungsskript ermöglicht einen iterativen Anforderung Optimierungsansatz und vermeidet dadurch zeitaufwändige händische Model Parametrierung.

Der DC-DC-Konverter kann zunächst über generische Kennwerte berücksichtigt werden um generelle Anforderungen zu erhalten. Sobald die simulierten Kennwerte eines Konverters bekannt sind können diese jedoch auch in das Modell überführt werden um die konkrete Performance in verschiedenen Anwendungsszenarien beurteilen zu können.

Als Nutzungsszenarien für die Implementierung wurden zunächst 3 Szenarien betrachtet

Szenario 0 - Erzeugungsverschiebung (Energy-Shifting) Verstetigung/Firming der Leistung am Netz

- $P_{dc,dc,n} = P_{nenn}$
- $P_{w,n} = P_{nenn}$
- $P_{bat,n} = P_{nenn}$
- interessant für den amerikan. Markt (große Preisgefälle im Tagesverlauf)
- im dt. Markt nicht lohnenswert (Preisrelationen nicht vorhanden)

Szenario 1 - Trägheitsbereitstellung

- $P_{bat,n} = P_{nenn}$
- $P_{bat,kurzzeit} = 2 P_{nenn}$ (Kurzzeit meint circa 3s aufgrund der Inertiabereitstellung)
- $P_{w,n} > P_{nenn}$
- $P_{w,boost} = 2 P_{nenn}$
- $P_{dc,dc} = x P_{nenn}$

Szenario 2 - Geringe Trägheitsbereitstellung (nur als Bonus in der Auslegung)

- wird erbracht, wenn Reserven im AKTUELLEN Arbeitspunkt vorhanden
- $P_{w,n} = P_{nenn}$
- Andere Nennleistungen entsprechend vorrangiger Netzdienstleistungen

Als initiales Testszenario wurde zunächst eine in Planung befindliche Anlage mittlerer Größe (160 MW PV 80 MW- 160 MWh Batterie) simuliert, aufgrund fehlender Referenzprojekte in Deutschland wurde hierfür auf eine Anlage in den USA zurückgegriffen, welche im Bereich von Szenario 0 agiert.

Damit konnten die grundlegenden Funktionen des Simulationsprogramms sowie erste generelle Systemische Anforderungen und wirtschaftliche Anforderungen für einen optimierten DC-DC-konverter ermittelt werden. Detaillierte Ergebnisse sind der Prozess-Dokumentation zu entnehmen (Hessel, 2021).

Eine Grundlegende Erkenntnis dieser ersten Analyse ist, dass die Kosten des DC-DC-Konverters bezogen auf die Gesamtgröße und Gesamtinvestition eines Großspeicherprojektes eine untergeordnete Rolle spielen, demgegenüber haben die Effizienz (Round Tripp Efficiency), Verfügbarkeit und verfügbare Kapazität über die Projektlaufzeit (spez. verfügbare Entladetiefe und Batteriealterung) einen wichtigen Einfluss auf die Profitabilität eines Systems.

Anschließend wurden in nachfolgenden Analysen unter Leitung von TUD:LE weitere technische Anforderungen erarbeitet, wofür RWE konsultierende Zuarbeit geleistet hat. Der Gesamte Anforderungskatalog ist der Projektdokumentation TUD:LE zu entnehmen.

Ein betrachteter Ansatz der seitens RWE in die Anforderungsfindung eingebracht wurde ist die eine mögliche Optimierung hinsichtlich der unterschiedlichen Alterungsverhalten der einzelnen im System verbauten Batterien. Zwar gibt es einen kontinuierlichen Forschungsfortschritt zu Batteriealterungsvorhersage und Alterungs-Mitigierung, die in Teilen auch bereits Marktanwendung findet. So existiert momentan ein großes Portfolio an deutschen KMUs die sich auf Datenanalyse und Modellierung sowie Vorhersage von Batteriealterungsprozessen spezialisiert haben. Gerade im Stationärspeicherbereich können jedoch abseits einer optimierten Betriebsführung des Gesamtsystems viele Präventionsmaßnahmen keine Anwendung finden da sie einen aufwendigen manuellen Eingriff in den Systemaufbau erfordern (bspw. Neugruppierung unterschiedlicher Module nach Alterungszustand).

Die Batteriealterung hängt maßgeblich von Temperatur und langfristigen Lastprofil der Batterie ab. In derzeitigen System befinden sich mehrere Batterien seriell verschalten um ein hohes Spannungslevel von 1100 V – 1500 V und damit einhergehend geringen Stromwärmeverlusten zu erreichen. Ein Nachteil dieses Konzepts ist, dass sich so bei den Batterien ein ähnliches Lastprofil ausbildet, die Temperaturverteilung der einzelnen Module kann jedoch unterschiedlich ausfallen. So können sich unterschiedliche Alterungsprofile der einzelnen Module ausbilden. Da bei seriell verschalteten Modulen das Modul mit der geringsten Kapazität die gesamte Kapazität des Stranges bestimmt wirkt sich bereits ein schnell alterndes Modul entscheidend auf die Gesamtkapazität des Stranges aus. Hier bietet, sich großes Potential für DC-DC-Konverter, wenn diese es ermöglichen können Module einzelnen Leistungen zu beaufschlagen und gleichzeitig die Stromwärmeverluste gering zu halten.

Weiterhin wurden seitens RWE Anforderungen hinsichtlich der verwendeten Zellchemie und den daher eingehenden Batterie Charakteristiken (Innenwiderstands- / Ruhespannungskennlinien, Temperatur- / Abregelungsverhalten) eingebracht.

Zentrales Kriterium seitens für die Integrierbarkeit ist schließlich die Kompatibilität des Konverters hinsichtlich der Kommunikationsschnittstellen, speziell in Hinblick auf die Übermittlung von, für die Momentanreserve notwendige Kennwerten wie Verfügbarkeit, momentaner Überlastfähigkeit und Reaktionsgeschwindigkeit.

In weiteren wurden von RWE und der TUD Strombegrenzungsrosseln im Zusammenhang von Kurzschlussströme diskutiert. Diese haben den Vorteil hohe Ströme zu begrenzen. Dadurch wird verhindert, dass es bei einer Batterie zu einem thermischen Event kommt. Zusätzlich begrenzen die Stromdrossel den Strom zur Kondensatorwand.

Zusätzlich hat RWE die TUD bei der Entwicklung des Vorlade PCB unterstützt.

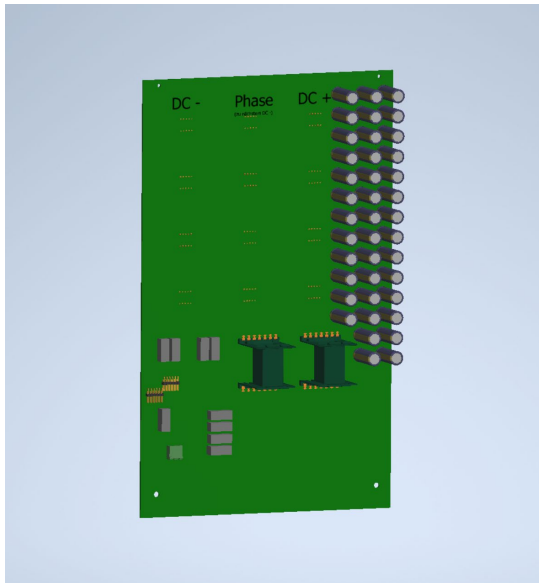


Abbildung 2: Frontansicht PCB

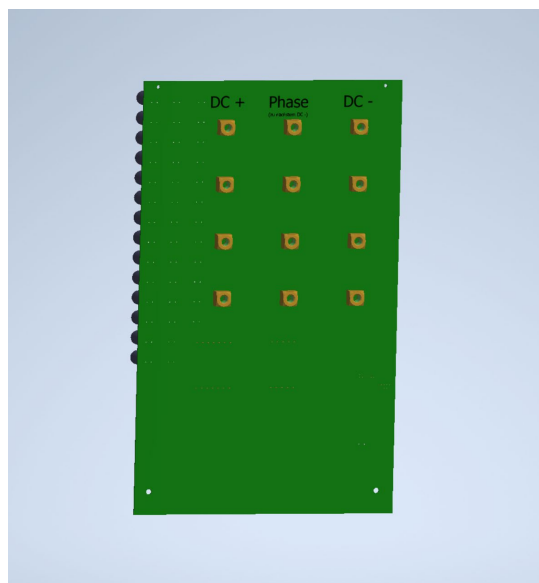


Abbildung 3: Rückansicht PCB

Die Strombegrenzungsdrossel wurde nach der Besprechung als sinnvoll erachtet. Die TUD hat sich im Anschluss näher mit den Drosseln beschäftigt. RWE hat beratend bei diesem Thema zur Seite gestanden.

Zudem wurde von RWE in Zusammenarbeit mit der TUD ein Anforderungskatalog der Software entwickelt (Anhang A). Der Anforderungskatalog der Software ist für dieses Forschungsvorhaben umfangreicher gestaltet worden, als eine industrielle Anwendung benötigen würde, um möglichst viele Ergebnisse durch eine hohe Anzahl an Messpunkten zu generieren.

5.5 AP5 Übertragung ins Reallabor

Im AP 5 sollen reale netzbildende Kraftwerkskonzepte mit Gridforming-Funktionalität inklusive DC-DC-Konverter und Speichertechnologien erprobt werden sowie die entwickelten Simulationsumgebungen mit der realen Anwendung verglichen werden. Hierzu sollte ein fortschrittlichen Reallabors am Standort Dresden entwickelt werden.

Die Standortsuche des Reallabors wurde entgegen der Planung 2021 neu angestoßen, da in 2020 angestoßene Standorte nach fortgeschrittener Planung von den lokalen Entscheidungsträgern abgelehnt wurden. Es wurden verschiedene andere Optionen analysiert, jedoch konnte kein neuer Standort zur Umsetzung des Labors erschlossen werden. Dennoch wurden parallel zur Standortsuche folgenden Planungsarbeiten durchgeführt.

Generelle Anordnungspläne wurden in Zusammenarbeit mit der TU Dresden erstellt, diese wurden im unten festgehaltenen Stand an die TU übergeben. Enthalten sind die Positionierung der Komponenten Batteriecontainer, Schaltwerk, Lager Container, Umrichter, Lastbank, Koppeltransformator und ein Container zur Schaffung eines Arbeitsplatzes auf dem Testgelände. Weiterhin wurden erste Ideen zur Kabelwegs Planung festgehalten.



Abbildung 4: Layout N73

RWE unterstützte u.a.:

- zur Isolationskoordination und der damit verbundenen Umsetzung der Anschlüsse auf dem PCB der TUD
- der mechanischen Integration des PCB in ein Rack und Container Setup
- der Auswahl und dem Einbauplan der Relais

Zur Unterbringung der Batterien wurden erste Entwürfe erstellt, ein 3D Modell des Containers inklusive Regalsystem und ersten DC-Stromschienenentwürfen inklusive der Integration des von der TU Dresden entwickelten PCB wurden geplant.

Um einen unkomplizierten Austausch der Module zu gewährleisten, wurde sich auf einen 20 Fuß open side High Cube ISO Container geeinigt. Dieser garantiert vollen Zugang zu allen verbauten Komponenten und benötigt keine Eingriffe in die Struktur der Außenhülle. Auf Grund der genannten Anforderungen an die Austauschbarkeit der Module und einer eventuellen Nachnutzung mit anderen Batterie-Fabrikaten würde sich eine Modifikation eines bereits vorhanden Containers als deutlich aufwändiger, kostspieliger und unpraktikabler gestalten.

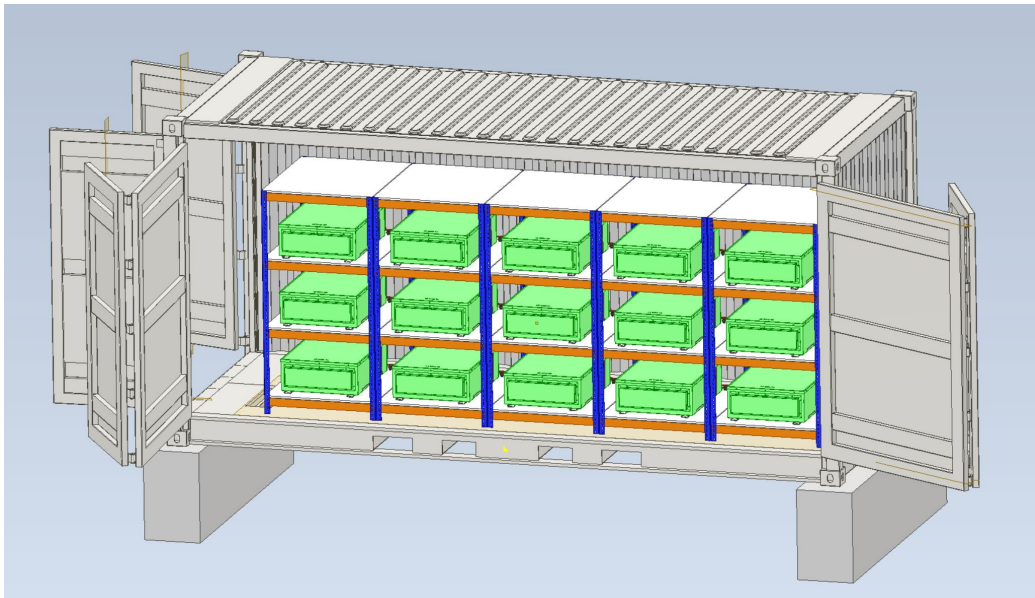


Abbildung 5: 20ft HC open side ISO Container

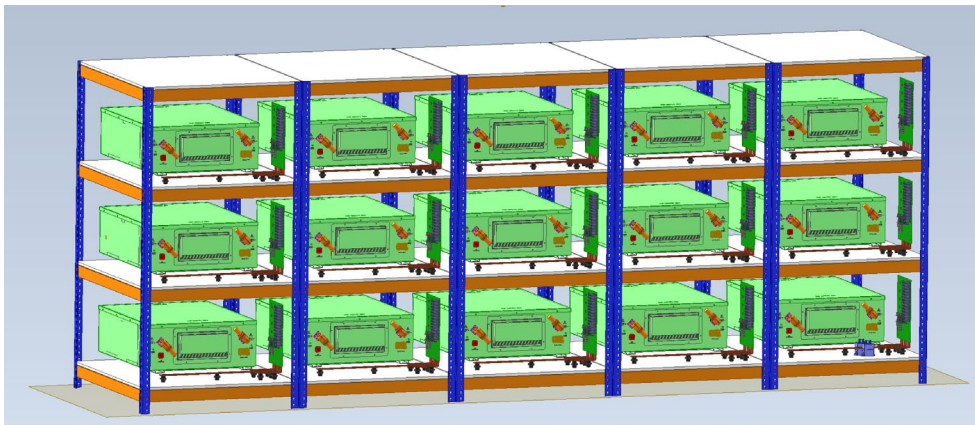


Abbildung 6: Regalsystem inkl. PCB und Stromschienen

Eine zusätzlich einzubringende Öffnung in den Boden des Containers dient der Führung der DC- Kabel, der Kommunikationskabel und der Hilfsspannungsversorgung. Hierfür wurde ein rechteckiger Ausschnitt im Boden in der Nähe des Regalsystems geplant, dieser Ausschnitt hat wie oben beschrieben keinen Einfluss auf die Statik des Seecontainers. Im Nachgang an die Verkabelungsarbeiten sollte die Öffnung mit einer Metallplatte mit installierten Kabeldurchführungen wiederum verschlossen werden.

Erste Details zu einem Kühlkonzept wurden erarbeitet. Es wurde sich für ein Klimasplitgerät mit ca. 5 kW Kühlleistung entschieden. Dieses sollte so ausgewählt werden, dass über das gesamte Jahr eine Temperierung des Containers gewährleistet werden kann. Da es sich bei den Batterien um Fahrzeugmodule aus dem ÖPNV handelt sind diese für die Nutzung im Außenbereich entsprechend thermisch entwickelt, so dass hier keinen Wert auf einen sehr engen Arbeitsbereich gelegt werden muss.

Zur Vorbereitung des Reallabors am Standort Dresden wurden von RWE Vorschläge zur Anordnung der Batterien, entsprechend der elektrotechnischen Planung gemacht. Ziele waren möglichst kurze aber gleich lange Kabelwege in der Reihenschaltung.

Zudem wurden Anforderungen an den Batterie-Container gestellt. Unter anderem die Einrichtung eines Berührungsschutzes, Stützisolatoren zum Anbringen der PCB unter Berücksichtigung der Kriechstrecken und Isolationskoordination, Kühlung des Containers sowie ein DC Leistungsschutz.

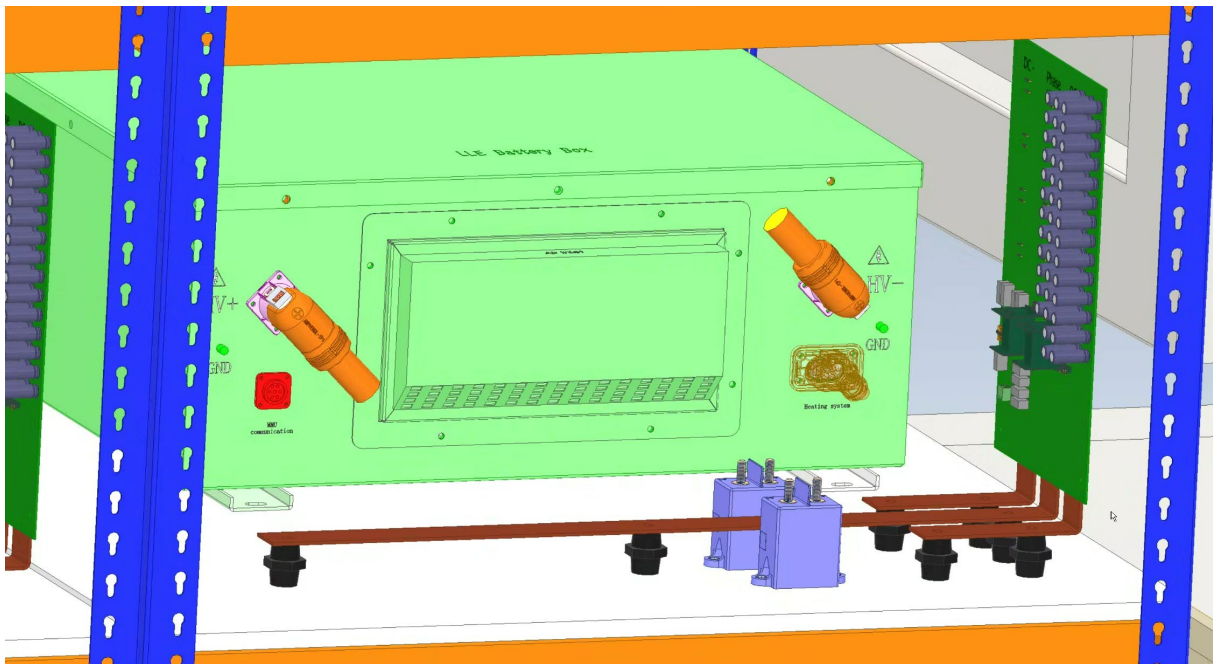


Abbildung 7: Anordnung PCB und Leistungsschutz

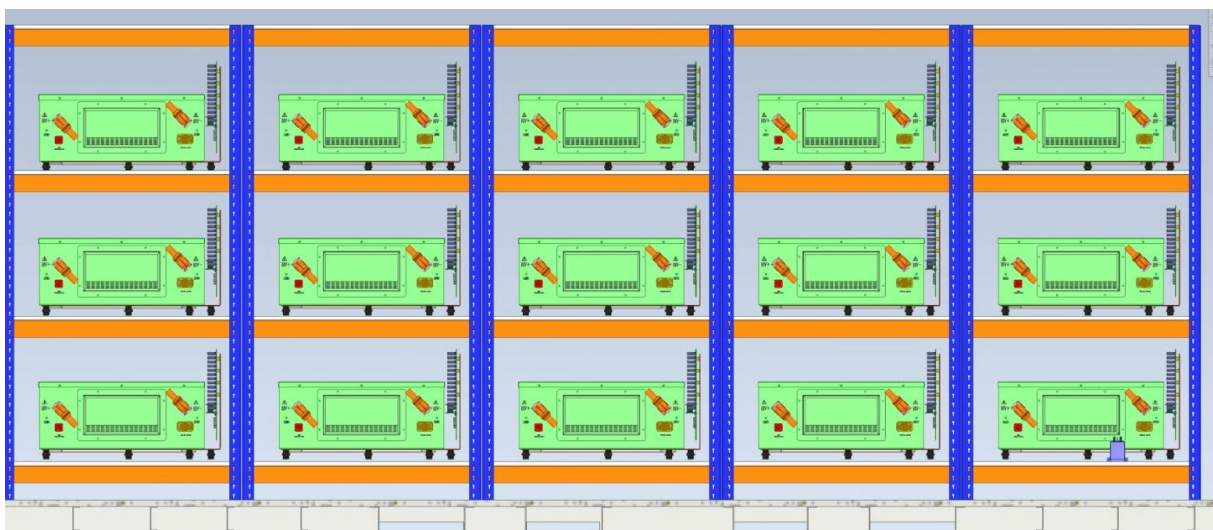


Abbildung 8: Frontansicht Regal mit Komponenten

Eine detaillierte Komponentenliste wurde nicht erstellt, da der Aufbau des Reallabors in diesem Projekt nicht durchgeführt wird. Jedoch sind einige Versuche von der TUD im reduzierten Umfang in einem Kleindemonstrator geplant.

5.6 AP6 Zukünftige ökonomische Modelle für Frequenz-Systemdienstleistungen

RWE tauschte sich mit den Projektpartnern über den derzeitigen Stand und die Probleme bei der Berücksichtigung von Momentanreserve in der ökonomischen Betrachtung während der Entwicklung von Batteriegroßspeicher-Projekten. Anhand der individuellen Diskussionen innerhalb der Teams der Projektteilnehmer wurde anschließend ein gemeinsamer Fragenkatalog erstellt der als Grundlage für den Austausch mit einem Netzbetreiber diente. Der Fragenkatalog enthielt sowohl technische Aspekte wie Zertifizierung und Netzeinwirkung, seitens RWE wurde jedoch der Fokus auf die Marktbeschaffungsmodelle gesetzt sodass im Austausch die Vor- und Nachteile der einzelnen Ansätze dargelegt werden konnten. Hieraus ergaben sich Erkenntnisse über den aktuellen Stand der Betrachtungen seitens der Netzbetreiber als auch über den erwarteten Bedarf, sowohl örtlich als auch zeitlich und schließlich über den aktuellen Stand der Implementierungsstrategie.

5.7 AP8 Leitfaden und Öffentlichkeitsarbeit

RWE beteiligte sich bei der Erstellung der Basis des Projektleitfadens. Durch die Beendigung des Projektes werden die Projektpartner diesen Fertigstellen und das Endergebnis präsentieren.

Der Fokus der RWE lag bei der Öffentlichkeitsarbeit lag während des Projektes an der direkten Vernetzung mit den zentralen Stakeholdern, wie Übertragungsnetzbetreiber, zu den hier bearbeiteten Themenstellungen. Die Erkenntnisse werden genutzt, um die technischen Möglichkeiten und marktlichen Ideen den Übertragungsnetzbetreibern und weiteren Partnern in direkten Diskussionen nahezubringen. Da das Reallabor nicht aufgebaut wurde und RWE an den abschließenden Ergebnissen der Arbeitspakete, die in der Verlängerung des Projektes durch die anderen Partner erreicht wurden, nicht mehr aktiv mitarbeitet, hat dazu keine Öffentlichkeitsarbeit stattgefunden.

6 Ergebnisse und deren Beitrag zu den förderpolitischen Zielen

Zwischen den Zeilen dieses Projektes und den förderpolitischen Zielen der Bekanntmachung zum 7. Energieforschungsprogramm besteht ein enger Bezug. Folgende Abschnitte zeigen dies:

1. Abschnitt II – Energieerzeugung im Bereich der Photovoltaik (3.5), insb. Im Kontext
 - a. Entwicklung und Demonstration marktfähiger Lösungen für die intelligente Sektorkopplung (3.5.4)
 - b. des Erschließens neuer Märkte (3.5.5),
 - c. und der Netzeinbindung (3.6.9)
2. Abschnitt III – Systemintegration
 - a. Stromnetze (3.11), insb. Zu innovativen und verbesserten Technologien und Schutzkonzepten (3.11.1) und sicherem Systembetrieb und Netzplanung (3.11.2)
 - b. und Stromspeichern (3.12), insb. dem Betrieb von stationären Speichern (3.12.4)
3. Abschnitt IV – Systemübergreifende Forschungsthemen
 - a. Technologieorientierte Systemanalyse (3.14) in Form von methodischer Neu- und Weiterentwicklung von Energiesystemmodellen (3.14.1) und Akteursverhalten (3.14.3)
 - b. und Ressourceneffizienz im Kontext der Energiewende (3.17)
4. Abschnitt V – weitere Maßnahmen
 - a. Reallabore der Energiewende (3.19)

Im Folgenden wird auf diese Bezüge detailliert eingegangen. Der Bezug zu dem jeweiligen Abschnitt der 7. Energieforschungsprogramms der Bekanntmachung ist in runden Klammern (X.Y) verdeutlicht.

Es wurde eine Sammlung konkreter Anforderungen der Projektpartner erstellt, sowie eine umfangreiche Recherche nach bestehenden Anforderungen an netzbildende Stromrichter im Verantwortungsbereich der europäischen Netzbetreiber durchgeführt. Diese Aussagen können maßgeblich zur Aktualisierung bestehender Planungsgrundsätze und -methoden unter Berücksichtigung neuer Netzstrukturen beitragen (3.11.4) und damit die Versorgungsqualität auf hohem Niveau aufrechterhalten.

So wurde sich grundsätzlich auf die Vorgaben der deutschen Mittelspannungsrichtlinie VDE-AR-N 4110 geeinigt, da ein bestmögliches Einhalten der vorhandenen Regelungen für eine spätere Marktanwendung von Bedeutung ist. Bei weiteren Diskussionen zu diesem Thema hat RWE wiederholt die gesamtheitliche Anlagensicht, eigene Arbeiten in Großbritannien und die Marktanwendbarkeit eingebracht.

Umgestaltung meint hierbei eine höhere Dezentralisierung von Erzeugern und die steigende Durchdringung mit Stromrichtern, wovon ein großer Anteil spannungsbildende Eigenschaften erhält. Wesentlich ist hierbei die Abschätzung der notwendigen Momentanreserve und wie diese zur Verfügung gestellt wird. Um die Modellkomplexität in einem handhabbaren Rahmen zu belassen, wird ein schnelles Systemanalyseverfahren benötigt. Unter dem Einbezug der Erfahrungen

aus früheren Projekten wurde eine entsprechende simulative Umsetzung konzeptioneller Natur realisiert, spezielle Schnittstellensynthese steht dabei im Vordergrund (siehe 3.14.1).

Die Stromnetze mussten nicht nur analysiert, sondern auch auf einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien vorbereitet werden (siehe 3.11). Das Vorhaben hat an mehreren Stellen zu diesem Aspekt beitragen:

Innovativen Schutzkonzepten, unter Berücksichtigung dezentraler Netzstrukturen und spannungsbildender Stromrichter (siehe 3.11.1) wurden entwickelt. Die Untersuchungen werden dynamische und prognosebasierte Analysen des Netzzustandes ermöglichen (siehe 3.11.2) und abschließend einer offenen Analyse des zukünftigen marktwirtschaftlichen Systems münden.

In Zusammenarbeit der Konsortialpartner stellt ein Arbeitspaket den Systemwiederaufbau unter Einbezug verteilter Erzeuger simulativ und demonstrativ dar. Ein wesentlicher Aspekt ist dabei die Notwendigkeit und Art der Kommunikation der Stromrichter beim Hochfahren, sowie technische Machbarkeitsgrenzen hinsichtlich Dynamik und Netzeigenschaften. Die Erkenntnisse aus Schutz- und Schwarzstartuntersuchungen hat das Vorhaben in Verfahrensvorschläge zum Fehler-/Notfallbetrieb umgesetzt (siehe 3.11.2).

Die Planung eines großtechnischen Reallabor (siehe 3.19) wurde vorangetrieben. Diese Ergebnisse können verwendet werden, um ein Reallabor zu realisieren. Im weiteren Projektverlauf werden Auswertungen an einem Kleindemonstrator durchgeführt.

7 Angemessenheit, Verwertbarkeit, Veröffentlichungen

7.1 Wichtige Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Im Verlauf der Projektbearbeitung ergaben sich in einzelnen Positionen Abweichungen von den geplanten und beantragten Mitteln. Generell wurden ca. 40% der Selbstkosten des Vorhabens abgerufen. Die Änderungen sind im folgenden für die verschiedenen Kosten aufgeführt:

- Materialkosten: Hier wurden keine Mittel abgerufen, da der Aufbau eines Reallabors nicht umgesetzt wurde.
- Personalkosten: Von den Personalkosten wurden insbesondere wegen der ausgebliebenen Umsetzung des Reallabors nur ca. 45 % abgerufen.
- Reisekosten: Durch regelmäßige und häufige Telefonkonferenzen für die Zusammenarbeit zwischen den Projektpartnern und der Absprache von gemeinsam bearbeiteten Arbeitspaketen, konnten Reisen vermieden und Reisekosten eingespart werden. Durch die Corona-Pandemie fanden auch die Projekttreffen größtenteils online statt.
- Vorhabensspezifische Abschreibungen: Es wurden keine Mittel abgerufen, da das Reallabor nicht durch RWE aufgebaut wurde.
- Sonstige unmittelbare Vorhabenkosten: Es wurden keine Mittel für sonstige unmittelbare Vorhabenkosten abgerufen.

7.2 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeiten

Die Arbeiten im Rahmen dieses Förderprojektes handelten im Allgemeinen um einen derzeit noch nicht existierenden Momentanreserve-Markt. Dabei waren Investitionen im Bereich der Forschung und Entwicklung aufgrund der erhöhten Komplexität und technologischen Tiefe unabdingbar.

7.3 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die generierten Ergebnisse sind für die beteiligten Projektpartner und ihre jeweiligen Anwendungsfelder unterschiedlich nutzbar und werden daher in den Projektberichten für den individuellen Projektpartner spezifiziert. Durch den Geschäftsübergang von BELECTRIC in RWE Technology International konnten außerdem Erkenntnisse für RWE zu Themenfeldern generiert werden, die für BELECTRIC zum Projektbeginn noch nicht relevant waren.

Ein fundamentales Ergebnis des Projekts ist die starke Vernetzung und ein direkter Wissenstransfer zwischen Wissenschaft- und Wirtschaftswelt.

Insbesondere der Austausch und die generierten Erkenntnisse während der Bearbeitung der APs 1.2, AP 5.2 sowie des AP 4 sind für RWE Grundlage für die Übertragung des theoretischen Konzeptes GFC in die operative Anwendung.

So konnten während der Bearbeitung des AP 5.2 viele Herausforderungen der tatsächlichen Realisierung eines BESS mit GFC Fähigkeiten erkundet werden, sodass Problemstellungen identifiziert und dadurch vor der tatsächlichen Umsetzung berücksichtigt werden können. Dies verkürzt die Umsetzungszeit und reduziert das Risiko für großskalige Pilotanlagen, womit sich RWE auch für sein Standardportfolio eine signifikante Verkürzung der Einführungszeit von VSM Funktionalität erhofft.

Der wissenschaftliche Austausch über reale zukünftig systemrelevante Anforderungen für stromrichterbasierte Anlagen, sowie die generierten Anforderungskataloge in AP1.1, AP1.2, AP 4.1 sowie AP 4.4 erhalten Einfluss in den Anforderungskatalog für die Equipment Auswahl im Produkt Management Prozess der Produkte „Standalone Stationary BESS“ und Hybrid Stationary BESS“ und haben somit direkten Einfluss auf die Qualitätssicherung und ermöglichen ein Übertragen der erarbeiteten Anforderungen in die nächste Generation der RWE Energiespeicherkraftwerke die derzeit seitens RWE auf eine geplante zu installierende Leistung von 6 GW bis 2030 beziffert wird.

RWE ist einer der größten Kunden und hat gute Kontakte zu großen Herstellern und die Projekterkenntnisse wurden in Besprechungen kommuniziert. Die gewonnen Erkenntnisse können daher von Herstellern für die Erarbeitung von zielgerichteten Produkten genutzt werden, die dann im Markt auch für andere Unternehmen verfügbar sind.

Die vorangestellten Ergebnisse und der fachliche Austausch zeigten RWE, welches Potential zur Frequenzstabilisierung aus der Einspeisung von Stromrichtersystemen, wie Batteriespeicher, Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen genutzt werden kann. Die generierten Erkenntnisse während der Bearbeitung des AP 6 halfen RWE seine internen Marktmodelle und seine Abschätzungen für die Projektentwicklung zu spezifizieren und haben damit dazu beigetragen, dass RWE Batteriespeicher mit GFC-Funktionalität als einen zentralen Bestandteil seiner Markt- und Kraftwerksstrategie sieht und aktiv in der Projektentwicklungsarbeit berücksichtigt.

Nicht zuletzt können die Ergebnisse zur Normenbildung beitragen und somit auf eine Homogenisierung und Standardisierung in diesem Gebiet mit dem Ziel hinwirken, dass zukünftige und bestehende Anlagen/PVS-Kraftwerke eine GFC-Funktionalität bereitstellen können, somit ist diese Funktionalität eine wesentliche Stütze der Energiewende.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass das Projekt UMZUG dazu beigetragen hat, die Markteinführung netzstellender Batteriespeicherkraftwerke zu unterstützen. Somit werden große Mengen virtueller Trägheit besser auf die Anforderungen der deutschen Energieinfrastruktur abgestimmt sein. Dies entspricht einer Weiterentwicklung der Regelleistungsqualität und ist ein Beitrag, um die Herausforderungen bei der Transformation vom generatordominierten hin zum stromrichterdominierten Elektroenergiesystem zu bewältigen.

7.4 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen

Ausführliche wissenschaftliche Veröffentlichungen oder Ausarbeitungen wurden vom RWE nicht vorgenommen und sind nicht geplant.

Literaturverzeichnis

- Agamy, M. S. (April 2013). A High-Power-Density DC–DC Converter for Distributed PV Architectures. *IEEE Journal of Photovoltaics*, S. 791-798.
- AGL. (2018). AEMC Final RULE Determination - National Electricity Amendment (Inertia Ancillary Service Market) Rule 2018. Sydney: AEMC.
- Almasoudi, F. M., Matin, M., & Gao, W. (2018). SiC-Based High Efficiency High Gain Boost Converter for PV Application. *2018 IEEE International Conference on Electro/Information Technology (EIT)*. Rochester, MI,.
- Bhattacharya, R., & Chattopadhyay, S. (2016). ZVS analysis and power flow control for three limb transformer enabled SiC Mosfet based three port DAB integrating PV and Energy Storage(ES). *2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. Milwaukee, WI.
- Button, R. M. (1996). An advanced photovoltaic array regulator module. *IECEC 96. Proceedings of the 31st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference*. Washington, DC, USA.
- Callego, A. (2019). Power System Protection Solutions for Future Transmission Networks. Need for I2 Contribution. *18th Wind Integration Workshop*. Dublin.
- Chen, Y., Werther, B., Schwake, B., & Beck, H.-P. (2013). Netzstabilisierung durch die "Virtuelle Synchronmaschine" (VISMA) mit überlagerter Frequenz- und Spannungsregelung. *Internationaler ETG-Kongress*. Berlin.
- Colthorpe, A. (17. 05 2017). *Energy Storage*. Von <https://www.energy-storage.news/news/california-batterys-black-start-capability-hailed-as-major-accomplishment-i-abgerufen>
- Colthorpe, A. (05. 12 2019). *Energy Storage*. Von <https://www.energy-storage.news/news/german-town-disconnects-from-grid-goes-100-renewable-for-an-hour-abgerufen>
- Dynapower*. (10. 09 2019). Von <https://www.dynapower.com/black-start-technology/abgerufen>
- Dynapower Company. (2020). *DC-Coupled Utility-Scale Solar Plus Storage*. Abgerufen am 03. 05 2020 von <https://www.dynapower.com>
- Eilart, J. (05. 09 2018). *Optische Stromwandler*. (Netzschutz Magazin) Abgerufen am 21. 04 2020 von https://www.netzschutz-magazin.com/fileadmin/user_upload/nm-1803_mag_eilart.pdf
- ENTSO-E. (2015). *Nordic report – Future system inertia*.
- ENTSO-E. (2017). Frequency Quality, phase 2 - Project Report - Version 1.2.
- ENTSO-E. (2017). *Nordic report – Future system inertia 2*.
- ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources. (2020). *High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters*.
- ESO, N. G. (2019). Attachment 1 - Stability Pathfinder RFI - Technical Performance and Assessment .

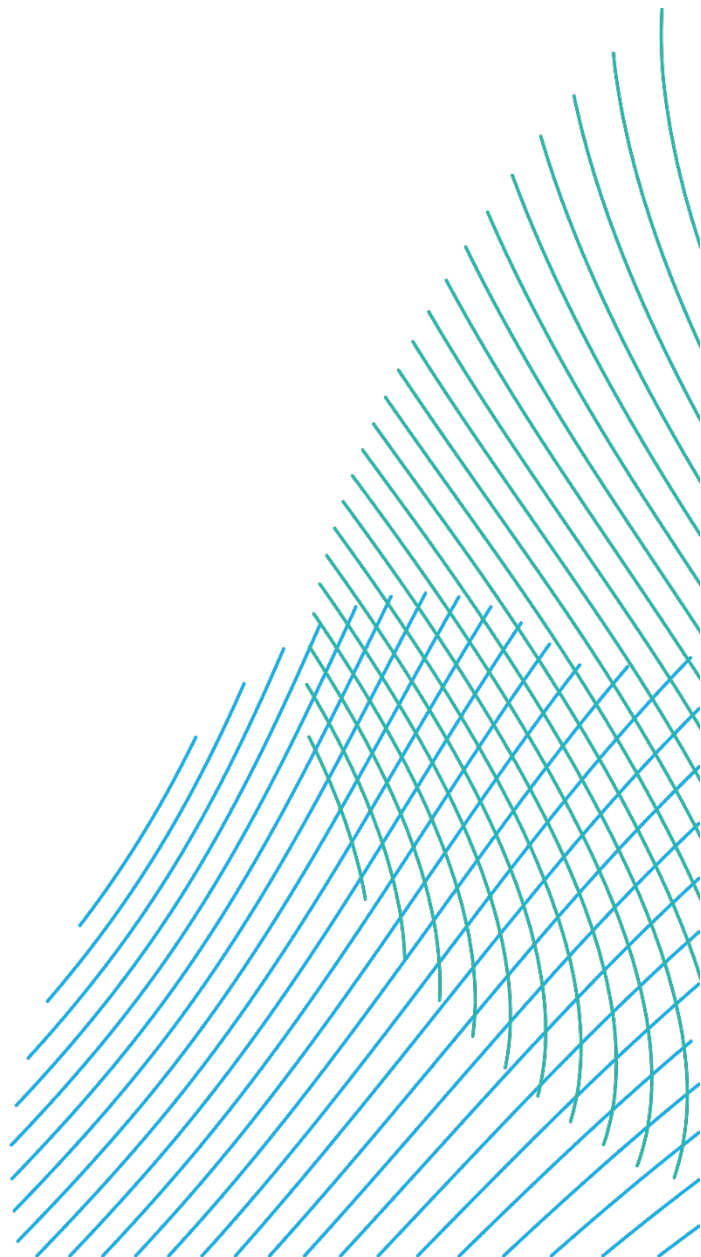
- Foureaux, N., Machado, A., Silva, É., Pires, I., Brito, J., & Braz Cardoso, F. (2015). Central inverter topology issues in large-scale photovoltaic power plants: Shading and system losses. *IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*. New Orleans.
- Glavin, M., Chan, P., Armstrong, S., & Hurley, W. (2008). A stand-alone photovoltaic supercapacitor battery hybrid energy storage system. *13th International Power Electronics and Motion Control Conference*. Poznan.
- Guidi, G., Undeland, T. M., & Hori, Y. (2007). An interface converter with reduced va ratings for battery-supercapacitor mixed systems. *Power Conversion Conference*. Nagoya.
- Hessel, S. (2021). Erweiterung einer Simulationsumgebung zur Ermittlung der DC-DC-Wandler-Anforderungen für Batterie-Energiespeichersysteme in mittelgroßen bis großen Solarkraftwerken. Dresden.
- Hillers, A., Christen, D., & Biela, J. (2012). Design of a Highly efficient bidirectional isolated LLC resonant converter. *15th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition, EPE-PEMC 2012 ECCE Europe*.
- Johansson, N. (2019). Impact on Power System Protection by a Large Percentage of Renewable Energy Sources. *18th Wind Integration Workshop*. Dublin.
- Jongudomkarn, J., Liu, J., & Ise, T. (2018). Virtual Synchronous Generator Control with Reliable Fault Ride-through Capability by Adopting Model Predictive Control. *International Power Electronics Conference (IPEC – ECCE Asia)*. Niigata.
- Kleemann, M. (2018). Einfluss von Merging-Units auf Schutzalgorithmen. *Poster Schutz- und Leittechnik Tutorial 2018*. Berlin.
- Kouro, S. L. (2015). Grid-connected photovoltaic systems: An overview of recent research and emerging PV converter technology. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, S. 47-61.
- Lasseter, R. (2002). Microgrids. *Proceeding IEEE Power Engineering Society*.
- Lei, Q., Peng, F. Z., & Balaguer, I. J. (2009). Islanding Control of. *Power Electronics and Motion Control Conference*. Wuhan, China.
- Li, P., Song, B., Wang, W., & Wang, T. (2010). Multi-agent approach for service restoration of microgrid. *Industrial electronics and applications*. Taichung, Taiwan.
- Li, R. et al. (2016). A systematic evaluation of network protection responses in future converter dominated power systems. *IET's Developments in Power System Protection (DPSP2016)*. Edinburgh.
- Li, R. et al. (2019). 'Impact of low (zero) carbon power systems on power system protection: a new evaluation approach based on a fleximodelling and hardware testing platform. IET RPG.
- Li, R., Booth, C., Dysko, A., Roscoe, A., Zhu, J., & Urdal, H. (2015). Protection challenges in future converter dominated power systems. *PACWORLD*. Glasgow, UK.
- Liang, X., & Andalib Bin Karim, C. (2016). Virtual Synchronous Machine Method in Renewable Energy Integration. *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Conference*. Xi'an - China.
- Lindner, M. (2016). *Anforderungen an den zeitlichen Verlauf von Kurzschlussströmen zur ordnungsgemäßen Funktion numerischer Selektivschutzgeräte*. Dresden: Diplomarbeit TU Dresden IEEH.

- Marzouk, A. D., Fournier-Bidoz, S., Yablecki, J., McLean, K., & Trescases, O. (2014). Analysis of partial power processing distributed MPPT for a PV powered electric aircraft. *International Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014-ECCE ASIA)*. Hiroshima.
- MIGRATE. (2016). *Description of system needs and test cases: Deliverable 3.1*.
- MIGRATE. (2019). *Requirement guidelines for operating a grid with 100% power electronic devices: Deliverable 3.6*.
- Moreira, C. L., Resende, F. O., & Pecaş Lopes, J. A. (2007). Using low voltage microgrids for service restoration. *Power Systems, IEEE Transaction*, vol. 22, no. 1, pp. 395-403.
- National Grid ESO. (2018). *System Operability Framework, Impact of declining short circuit levels*.
- National Grid, Northern Powergrid and SP Energy Networks. (2017). *Black Start from Distributed Sources*.
- Nelles, D., & Opperskalski, H. (1991). *Digitaler Distanzschutz Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen*. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag GmbH.
- Niannian, C., & Xu, X. (2011). A Hierarchical Multi-agent Control Scheme for a Black Start-Capable Microgrid. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Detroit, MI, USA, USA.
- Ongaro, F., Saggini, S., & Mattavelli, P. (September 2012). Li-Ion Battery-Supercapacitor Hybrid Storage System for a Long Lifetime, Photovoltaic-Based Wire-less Sensor Network. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 9, S. 3944-3952.
- Pecaş Lopes, J. A., Moreira, C. L., & Resende, F. O. (2005). Microgrids black start and islanded operation. *Power Systems Computation Conference*. Liège, Belgium.
- Peng, Q., Yang, Y., Tianqi, L., Wang, H., & Blaabjerg, F. (November 2019). On the Stability of Power Electronics - Dominated Systems: Challenges and possible Solutions. *IEEE Transactions on Industry Applications*.
- Pham, C., Teodorescu, R., Kerekes, T., & Mathe, L. (2013). High efficiency battery converter with SiC devices for residential PV systems. *2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*. Lille.
- Plet, C., Graovac, M., Green, T., & Iravani, R. (2010). Fault response of grid-connected inverter dominated networks. *Power and Energy Society General Meeting*. Minneapolis.
- Rojas, J., Renaudinaeu, H., Kouro, S., & Rivera, S. (2017). Partial power DC-DC converter for electric vehicle fast charging stations. *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, (S. pp. 5274-5279). Beijing.
- Schilbach, M. (2016). *Anforderungen an den zeitlichen Verlauf von Kurzschlussströmen zur ordnungsgemäßen Funktion numerischer Selektivschutzgeräte*. Dresden: Diplomarbeit Tu Dresden IEEH.
- Silveira, J. P., Neto, P. J., de Paula, M. V., & de Souza, R. R. (2018). Evaluation of Bidirectional DC-DC Converter Topologies for Voltage Regulation in Hybrid Microgrids with Photovoltaic and Battery Technologies. *13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*. São Paulo, Brazil.

- Suul, S. D., & Are, J. (2014). Equivalence of Virtual Synchronous Machines and Frequency-Droops for Converter-Based MicroGrids. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, 5(1), 394-395.
- Ulbig, A., Borsche, T., & Andersson, G. (2014). Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation. *IFAC Proceedings Volumes, Volume 47, Issue 3*, S. 7290-7297.
- Waffler, S., & Kolar, J. W. (2009). A Novel Low-Loss Modulation Strategy for High-Power Bidirectional Buck + Boost Converters. *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 6, S. 1589–1599.
- Wang, S., L. X., Xiao, Z., & Wang, C. (2007). Multi-agent approach for service restoration of distribution system containing distributed generations. *Automation of Electric Power Systems*.
- Weise, B., & et al. (2019). Comparison of Selected Grid-Forming Converter Control Strategies for Use in Power Electronic Dominated Power Systems. *18th Wind Integration Workshop*. Dublin.
- Wolfgang Gawlik, A. L. (2017). Inertia Certificates - Bedeutung und Wert von Momentanreserve für den Verbundnetzbetrieb. Wien.
- Zapata, J. W., Kouro, S., Aguirre, M., & Meynard, T. (2015). Model predictive control of interleaved dc-dc stage for photovoltaic microconverters. *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. Yokohama.
- Zapata, J. W., Meynard, T. A., & Kouro, S. (2016). Partial power DC-DC converter for large-scale photovoltaic systems. *2016 IEEE 2nd Annual Southern Power Electronics Conference (SPEC)*. Auckland.
- Zhong, Q.-C. (2016). Virtual Synchronous Machines, A unified interface for smart grid integration. *IEEE Power Electronics Magazine*, 18.

RWE

Anforderungen: Gesamtan- lagen Steuerung Batteriespeicher



Inhalt

Einleitung	3
Zweck:.....	3
Gesamtbeschreibung.....	4
Produktperspektive	4
Produktfunktionen	8
Benutzermerkmale	8
Einschränkungen	8
Spezifische Anforderungen	9
Physische und Kommunikationsinterfaces	9
Benutzerschnittstellen.....	10
Hardware Interfaces	11
Software Interfaces	11
Funktionale Anforderungen.....	11
Prozesskommunikation.....	11
SICHERHEIT	13
Datenbankanbindung	13
Timing Anforderungen.....	13

Glossar

AS	Anlagensteuerung
AUX	Steuerungs- und Eigenbedarfsschaltschrank
CATL	Hersteller der System Batterie
ETH	Ethernet (ist die Kommunikationseinheit vom SBMU)
FRT	Test Container der TUD
GE	General Electric
GFC	Grid forming Converter
LWL	Lichtwellenleiter
MBMU	Master Battery Modul Unit (Vergleichbar mit "BMS")
PV	Photovoltaik
SBMU	Slave Battery Modul Unit
TUD	Technische Universität Dresden
VDL	Busbatterie Hersteller
VSM	Virtuelle Synchronmaschine

Einleitung

Verbundvorhaben: UMZUG - Netzstabilität durch Momentan Reserve in Umrichter Netzen (Umbruch zwischen stromrichter- und generatorbasiertem Energiesystem); Teilvorhaben: Ertüchtigung von Batteriespeichern und PV-Speicher-Kombikraftwerken mittels virtueller Synchronmaschinen.

Zweck:

Das Kernziel dieses Projekts ist die Entwicklung einer ganzheitlichen Anlagensteuerung; dies umfasst die dafür notwendige Hardware und Software. Sie soll dem Nutzer wesentliche Systemzustände visuell aufbereiten, eine einfache Umsetzung geplanter Experimente ermöglichen und für einen sicheren Betrieb der Anlage sorgen. Zudem sollen alle getätigten Eingaben und Systemzustände für spätere Auswertungen in einer Datenbank hinterlegt werden.

Gesamtbeschreibung

Produktperspektive

Das Produkt umfasst die Ansteuerung, Überwachung, sowie den Schutz der im weiteren genannten Komponenten – dies umfasst die Anlagensteuerung mit der dafür notwendigen Hardware und Software sowie einem benutzerfreundlichen User Interface.

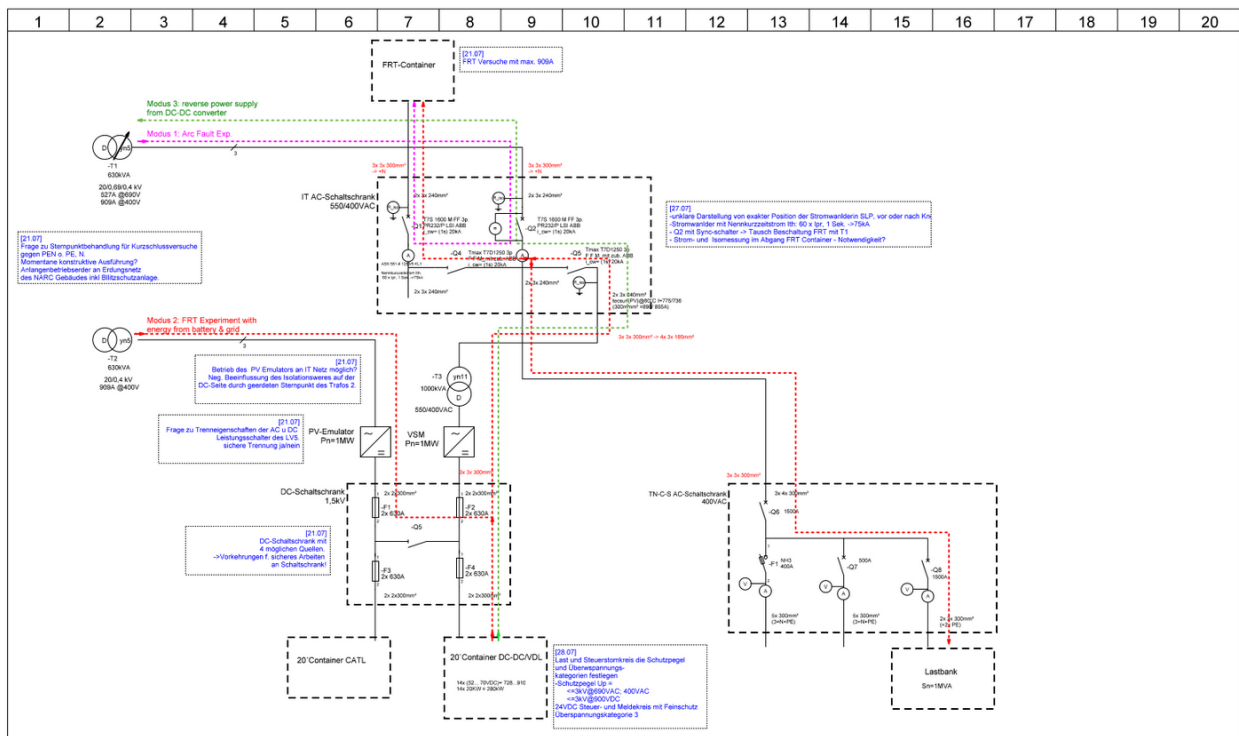


Abbildung 1 Aufbau der Gesamtanlage.

In Abbildung 1 ist der Aufbau der geplanten Anlage dargestellt.

Der Aufbau kann in folgende funktionale Komponenten unterteilt werden:

KOMPONENTE	FUNKTIONSBESCHREIBUNG
VDL CONTAINER	<p>Second Live Bus Batterien werden in einer Container Lösung installiert. Angeschlossen werden diese an einen DC-DC Steller.</p> <p>Die direkte Batterie Kommunikation läuft über den DC-DC Steller.</p> <p>Messgrößen/Signale: Temperaturmessung, Luftfeuchtigkeit, Türkontakte, Brandmelde Anlage</p>
DC-DC-STELLER	<p>Die Aufgabe des DC-DC-Stellers besteht in der Anbindung der Batterien an den Zwischenkreis und die damit ermöglichte Regelung der Gleichspannung. Dabei wird durch die sichergestellt, dass die Energie gleichmäßig auf die Batterien aufgeteilt wird. Die Software hierfür ist eine Entwicklung der TUD.</p> <p>Main PCBs, Kontrollrack (2*19'), Pre-charge PCB, Relais</p> <p>Batteriemesswerte, Aufgabe</p>
LASTBANK	<p>Diese wird genutzt um Reaktiv und Resistiv eine Last zu simulieren und muss zum Definieren der Testbedingungen entsprechend Bedarf angesteuert und resistiv/reaktiv gesetzt und überwacht werden.</p>
LV5 VIRTUELLE SYN- CHRONMASCHINE (VSM)	<p>Dient zur Simulation eines Grundlastfähigen Generators.</p> <p>Dieser wird über eine von GE entwickelte Software abgebildet.</p> <p>AC Seite</p>

Anschluss ist direkt am DC Link zu den Batterien (VDL mit DC-DC-Steller, DC-Seite PV-Simulator und/oder GLS-Container – Siehe einleitendes Diagramm)

Separate Leistungsschalter AC wie DC seitig Begrenzung auf 1Mwh, Cosinus Phi Obis1, AC seitig 550V

**LV5
PV-SIMULATOR**

Dient zur Simulation einer PV Anlage.

Dieser wird über eine von GE entwickelte Software abgebildet.

AC-Seite

Anschluss ist direkt am DC Link

Seperate leistungsschalter ac wie dc seitig begrenzung auf 1Mwh, CosPhi Obis1, AC seitig 400V

Weiterführende Dokumentation der Testsoftware ist von GE bereitzustellen.

SCHALTWERK

Ist ein 20 Fuß Container, mit der Aufgabe alle Komponenten der Anlage elektrisch zu verbinden, Summe der Lasttrenn-/Leistungsschalter ist insgesamt 4.

Folgende Messgrößen sind enthalten:

Strommessung 4 Messpunkte

Spannungsmessung 4 Messpunkte

Isolationsüberwachung 2 Messpunkte

Folgende Signale:

Digitale Eingänge X 20

Digitale Ausgänge X 12

Schaltzustände der Leistungs-/Lastrennschalter

FRT-CONTAINER

Container, der den Kurzschluss einlegt.

Hat eine eigene Steuerung der FRT-Anlage.

MITTELSPANNUNG

Kurze Erklärung zum Setup Zwei Trafos, manuelles Umschrauben der Kupferschienen je nach Trafo, Schalter dann manuell Umlagen, Binäres Signal vom Schalter.

Produktfunktionen

Die AS ermöglicht dem Nutzer eine Sichere Bedienung und zentrale Ansteuerung aller oben genannten Komponenten und damit die Durchführung von experimentellen Untersuchungen.

Benutzermerkmale

Es soll 3 verschiedene User mit verschiedenen Berechtigungszugängen geben:

- Experimentator (lokal)
- Remote
- Administrator (alle Berechtigungen)
 - „Profi“ Nutzer (auf eigene Verantwortung) sehr kleiner Personenkreis. Ggf. 4 Augenprinzip

Einschränkungen

Die Definition der Modbus-Schnittstelle der GE-WR wird durch RWE bereitgestellt.

Die Definition der Modbus-Schnittstelle des DC/DC Wandlers wird durch die TUD bereitgestellt und kann bei Bedarf durch die TUD erweitert werden.

Internet/Netzwerk wird von TUD bereitgestellt

Weiters unter „Hardware Interfaces“

Spezifische Anforderungen

Im Folgenden werden die **-nicht vollständigen - Anforderungen an die Anlagensteuerung** dargelegt.

Physische und Kommunikationsinterfaces

Die Steuerung muss dabei mit über Interfaces mit den Anlagenkomponenten kommunizieren. Alle notwendige Kommunikationsverbindung sind optisch auszuführen.

Im Folgenden sind die Interfaces der einzelnen Komponenten (entsprechend Tabelle Komponenten) aufgelistet:

Tabelle 1: Hardware Interfaces

KOMPONENTE	INTERFACE	FUNKTION
DC-DC-STELLER	Modbus TCP (RJ45)	Datenkommunikation
	LWL (AFBR-2634Z)	Externe Freigabe
VDL CONTAINER	Analog Signale	Temperatur- und Raumluftfeuchtesignal
	Brandmeldeanlage	Brand, Fehler, Störung
CATL CONTAINER	Ethernet	Datenkommunikation
	Modbus TCP	Datenkommunikation mit MBMU/BMS
	Analog Signal	Temperatur- und Raumluftfeuchtesignal
	Brandmelder	Potentialfreie kontakte (Alarm u. Fehler/Störung)
LASTBANK	Modbus TCP (RJ45)	Datenkommunikation
LV5 VSM		
LV5 PV		
SCHALTWERK	Analoge Signale	z.B. 4mA bis 20mA
	Digitale Signale	High-Low Pegel
	Strommessung	Wandler Messung

FRT CONATINER	binär oder über Profinet I/O	Freigabesignal Start-Trigger für Kurzschluss
MITTELSPANNUNG		

Benutzerschnittstellen

Das User Interface soll eine Einfache und sichere Bedienung der Gesamtanlage ermöglichen. Die Grundlegenden Funktionalitäten sind hier entsprechend der Komponenten zusammengefasst.

Zustände aller Komponenten darstellen. Dies umfasst:

- Fehlerzustände und Fehlercodes
- Fehlercodes/Alarmzustände darstellen
- Anlagenzustände: Stop/Ready/Running
- Schaltzustände der Anlagenkomponenten (z.B. Schaltzustände der Lastrelais)
- Zustand des Sicherheitszustandsautomaten
- Darstellung aktueller – noch zu definierender – Messwerte (Strom, Spannung, Temperatur, der verschiedenen Komponenten)
- Gesamtübersicht der wichtigsten Zustände in Übersichtsseite (Detailliert je nach Komponente wie oben definiert)

Warnungen und Fehlercodes sind deutlich sichtbar darzustellen

- Fehlercodes sollen möglichst als Klartext dargestellt werden

User Eingaben:

- Visuelle Bestätigung/Rückmeldung zu (erfolgreich/nicht erfolgreich) geänderten Schalthandlungen

Hardware Interfaces

Sind zu den o.g. (Tabelle 1: Hardware Interfaces) dies werden weiterführend unter Komponenten ausgeführt.

Software Interfaces

Eine Anbindung **an eine „Time Series Database“ zum Beispiel die InfluxDB ist zur historischen Auswertung der Mess-/ System-/ und Stellgrößenauswertung notwendig.**

Funktionale Anforderungen

In diesem Abschnitt werden die – nicht vollständigen – Funktionalen Anforderungen an die Anlagensteuerung sowohl aus Gesamtanlagensicht als auch aus Komponentensicht zusammengefasst.

Prozesskommunikation

Gesamtanlage:

- Werte der Isolationsüberwachung wird der PCB über die Übergeordnete Steuerung Übertragen
- Brandmelde Anlage Status wird allen Anlagenteilen mitgeteilt
- WR zustände werden mitgeteilt, Fehler, getrennt und verbunden (DC)
- PCB/DC-DC Steller erhalten eine Freigabe beziehungsweise Zustands Meldung über den Gesamtanlagen zustand zur Betriebsfähigkeit

Komponenten:

KOMPONENTE	EMPFANGEN	SENDEN
VDL CONTAINER		<ul style="list-style-type: none"> • Raumtemperatur • Türkontakte • Brandmelder • Raumluchtfeuchtigkeit • Klimatisierung Fehlerkontakt/Ansteuerung
DC-DC-STELLER TUD	<ul style="list-style-type: none"> • Referenzwerte für Batteriespannung • Pulsfreigabe 	<ul style="list-style-type: none"> • Zustandsdaten Batterie (Spannungen, SoC) • Strangstrom • Zustandsvariable, Fehlercodes DC-DC-Steller • Zuschaltfreigabe
CATL CONTAINER		<ul style="list-style-type: none"> • Raumtemperatur • Türkontakte • Brandmelder • Raumluchtfeuchtigkeit • Klimatisierung Fehlerkontakt/Ansteuerung
LASTBANK	Sollwertvorgaben von AS	
VSM		
PV-SIMULATOR		
SCHALTWERK		<ul style="list-style-type: none"> • Alle Schaltzustände der der Leistungs- und Lastrennschalter • Ströme von Allen Abgängen

		<ul style="list-style-type: none"> • Spannungen an allen Abgängen • Isolationsüberwachung über ein Bender Isometer (Anbindung über Modbus TCP)
FRT-CONTAINER	<ul style="list-style-type: none"> • Start FRT-Versuch 	<ul style="list-style-type: none"> • Einschaltfreigabe/ Anlage bereit
MITTELSPANNUNG	<ul style="list-style-type: none"> • MS Ein • MS Aus 	<ul style="list-style-type: none"> • MS EIN - Zustandsrückmeldung

SICHERHEIT

- Es ist ein Zustandsautomat zu entwerfen, der dem Standardbenutzer nur sicheres Zuschalten/Experimentieren erlaubt
 - Im Fehlerfall ist eine sichere Abschalt routine der Gesamtanlage auszuführen
- Falls unsichere Zustände auf Grundlage der Daten der Kommunikationsinterfaces nicht erfasst werden können sollen, wenn möglich neue Messstellen dem System hinzugefügt werden um diese eindeutig identifizieren zu können.
- Die Benutzerebenen sind sicher (z.B.) mittels Passwort zu trennen

Datenbankanbindung

- Alle empfangenen und gesendeten Daten sollen in der Datenbank geloggt werden
- Warnlevel berücksichtigt werden an das übergeordnete System mit übergeben

Timing Anforderungen

(Schnelles) Abschalten:

- Entfernen des Freigabesignals
- Abschalt routine (Batterien trennen => Umrichter trennen = Anlage getrennt)

Langsame Daten (Modbus)

- Die Kommunikation der Modbus Komponenten ist schnellstmöglich durchzuführen jedoch mit maximal 100 Hz

Update User Interface:

- Es sollte keine sichtbare Latenz zwischen empfangenen und dargestellten Daten geben

Datenbankexport:

- Steuer und Zustandsvariablen (keine kontinuierliche Veränderung) sollen bei jeder Veränderung in die Datenbank exportiert werden.
- Bei Messwerten ist eine Mittelung mit bis zu 10Hz ausreichend