



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Bachelorthesis

Wolf Adrian Limburg

Implementierung eines Algorithmus einer virtuellen
Synchronmaschine für die Reaktion auf lokal
gemessene Netzfrequenzänderungen

Wolf Adrian Limburg

Implementierung eines Algorithmus einer virtuellen
Synchronmaschine für die Reaktion auf lokal gemessene
Netzfrequenzänderungen

Bachelorthesis eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung

im Studiengang Umwelttechnik

am Department Umwelttechnik

der Fakultät Life Sciences

der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Hans Schäfers

Zweitgutachter: Dipl.-Ing. Markus Jaschinsky

Abgegeben am 13.12.2018

Zusammenfassung

Wolf Adrian Limburg

Thema der Bachelorthesis

Implementierung eines Algorithmus einer virtuellen Synchronmaschine für die Reaktion auf lokal gemessene Netzfrequenzänderungen

Stichworte

Virtuelle Synchronmaschine, Momentanreserve, Netzqualität, Netzfrequenz, Wirkleistungsgleichgewicht, Simulation

Kurzzusammenfassung

Diese Bachelorthesis beschäftigt sich mit der Umsetzung eines Maschinenmodells einer virtuellen Synchronmaschine in Form einer *Python* Simulation. Der so aufgesetzte Algorithmus einer virtuellen Synchronmaschine wird auf die Kenngrößen eines lokalen Batteriespeichersystems parametrisiert um das Verhalten einer entsprechenden virtuellen Synchronmaschine zu untersuchen. Dreiphasige im Stromnetz des Gebäudes gemessene Netzspannungen dienen neben synthetischen Spannungen als Eingangsgrößen der Simulation. Es wird eine analytische Simulationsumgebung aufgesetzt, in der diverse Eingangs- und Berechnungsgrößen des Algorithmus untersucht und veranschaulicht werden können.

Wolf Adrian Limburg

Title of the paper

Implementation of a virtual synchronous machine algorithm for the reaction to locally measured deviations in the grid frequency

Keywords

Virtual synchronous machine, virtual inertia, Grid quality, grid frequency, active power balance, simulation

Abstract

This Bachelor thesis deals with the implementation of a machine model of a virtual synchronous machine as a *Python* simulation. The algorithm of a virtual synchronous machine being programmed in this manner is parameterized to the size of a local battery storage system in order to examine the electrical behaviour of such a corresponding virtual synchronous machine. Three-phase voltage measurements were executed in the local grid to be used as the simulation's input values alongside synthetically generated voltages. Through the algorithm's integration into an analytical framework, different input and simulation values can be analysed and visualised.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis	v
Nomenklatur	v
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Aufbau der Arbeit.....	2
2 Grundlagen	4
2.1 Frequenzhaltung im Stromnetz	4
2.1.1 Das Wirkleistungsgleichgewicht und die Netzfrequenz.....	5
2.1.2 Grenzen und Instrumente der Frequenzhaltung	8
2.2 Wirkungsweise eines Synchrongenerators am Stromnetz	18
2.2.1 Transienter Betrieb des Synchrongenerators	22
2.3 Das Gesamtkonzept der virtuellen Synchronmaschine	24
3 Modellentwicklung.....	26
3.1 Der Algorithmus der Virtuellen Synchronmaschine	27
3.2 Umsetzung des Algorithmus in einem Python Script	33

3.3	Grenzen des VISMA Algorithmus	37
3.4	Parametrierung des Modells auf das lokale Batteriespeichersystem	39
4	Messwertaufnahme	44
4.1	Messaufbau	44
4.2	Untersuchte Szenarien	46
5	Simulation und Ergebnisse	49
5.1	Simulation mit synthetischen Eingangsspannungen	49
5.1.1	Einfluss der Stellparameter	51
5.1.2	Überlagerung eines aktiven Batteriemaneagements und der Momentanreserveerbringung.....	53
5.2	Simulation mit realen Netzspannungsmesswerten.....	55
5.2.1	Synchronisation der VISMA mit dem Netz.....	55
5.2.2	Reaktion auf gemessene Netzereignisse.....	59
6	Diskussion der Ergebnisse	66
7	Ausblick.....	68
8	Literaturverzeichnis	71
9	Anhang.....	75
	Anhang A: Aufgesetzte Funktionen des VISMA Algorithmus.....	75
	Anhang B: Generierung der synthetischen Eingangsspannungen	77
	Anhang C: Einlesen und Aufbereitung der Messdaten	79
	Anhang D: Ausschnitt aus einer vom Script erstellten CSV-Datei.....	81

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Veranschaulichung der beiden Grenzen für eine Frequenzabweichung im auslegungsrelevanten Störfall (nach Mezger 2007, Abb. 2.3).	9
Abbildung 2: Empfohlene Stufen des Unterfrequenz-Lastabwurfs (FNN VDE 2012, Bild 2)	10
Abbildung 3: Zeitlicher Aktivierungsverlauf der Regelenergie (Next Kraftwerke 2018).....	11
Abbildung 4: Leistungs-Frequenzverhalten des kontinentaleuropäischen Verbundsystems bei einer Netzlast von 300 GW und einem Erzeugungsausfall in Höhe von 3 GW (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber 2014, Bild 2-1)	15
Abbildung 5: Frequenzverläufe für verschiedene Netzanlaufzeitkonstanten im Auslegungsfall für das Jahr 2033 nach DENA 2016 (Noll, Rehtanz & Greve 2016)	18
Abbildung 6: Schematischer Aufbau der Vollpol- und Schenkelpolmaschine nach Schwab 2017 Bild 8.1.....	19
Abbildung 7: Ersatzschaltbild einer Phase des Stators eines Synchrongenerators nach Chen (2016, Abb. 2-8).....	20
Abbildung 8: Zeigerdiagramm einer Phase des Stators (Chen 2016, Abb. 3-9).....	21
Abbildung 9: Schematisches Gesamtkonzept der VISMA (eigene Darstellung)	24
Abbildung 10: Blockschaltbild des VISMA Algorithmus (Chen 2016, Abb. 2-10).....	28
Abbildung 11: Verlauf zweier anfangs identischer Schwingungen mit sprunghafter Frequenzabweichung.....	32
Abbildung 12: Ausschnitt der Definitionen der Funktionen des VISMA Algorithmus	35
Abbildung 13: Reaktion der VISMA auf eine synthetische Netzspannung mit sprunghafter Frequenzänderung	36
Abbildung 14: Verlauf der elektrischen Wirkleistung der mit $L = 24$ mH skalierten VISMA auf einen 800 mHz Frequenzabfall.....	42
Abbildung 15: Schematischer Anschluss der Messleitungen am dreiphasigen Stromnetz ...	45
Abbildung 16: Wirkleistungsaufnahme der Elektrolyse.....	46
Abbildung 17: Dreiphasige Stromverläufe des Start- und Abschaltvorgangs der Elektrolyse	47
Abbildung 18: Reaktion der VISMA auf zwei synthetische Frequenzsprünge	50

Abbildung 19: Auswirkungen der verschiedenen Parameter auf das Schwingungsverhalten der VISMA	51
Abbildung 20: Verlauf der VISMA Wirkleistung bei Ladung der Batterie mit ca. 5 kW und einem Frequenzsprung von - 0,8 Hz.....	54
Abbildung 21: Einschwingvorgänge der VISMA auf zwei Messwertzeitreihen gezeigt am Verlauf der Rotorfrequenz und der Netzfrequenz der Eingangsspannungen	56
Abbildung 22: Schematische Darstellung einer gesteigerten Signalabweichung durch zeitliche Asynchronität.....	58
Abbildung 23: Verlauf des Netzstromes und der Frequenzen zur Abschaltung der Elektrolyse	59
Abbildung 24: Netzstrom und Rotorfrequenz und Wirkleistung der VISMA zum Zeitpunkt der Abschaltung der Elektrolyse.....	61
Abbildung 25: Rotorfrequenz der VISMA zum Zeitpunkt der Abschaltung der Elektrolyse bei verdoppelter Dämpfungskonstante.....	62
Abbildung 26: Verlauf Rotorfrequenz beim Abfallen des Leistungsbezuges der Elektrolyse nach Drucktest	62
Abbildung 27: Rotorfrequenz und deren gleitender Mittelwert im Fall der Abschaltung der Elektrolyse.....	63
Abbildung 28: Langzeitstabilität des VISMA Algorithmus über eine Dauer von 100 Sekunden	65

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Stellparameter und Konstanten des VISMA Maschinenmodells	29
Tabelle 2: Bemessungsparameter der BSS Komponenten.....	42
Tabelle 3: Maximal auftretende Frequenzgradienten (RoCoF) der vier Parametrierungen der VISMA.....	53
Tabelle 4: Maximal auftretende Frequenzgradienten (RoCoF) der untersuchten Fälle	64

Nomenklatur

Liste der Symbole

e	Polradspannung/Erregerspannung Momentanwert
E_p	Amplitude der Polradspannung/Erregerspannung
E	Energie
f	Frequenz
i	Strom Momentanwert
I	Strom Effektivwert
J	Trägheitsmoment
k	Faktor
L	Induktivität
M	Drehmoment
n	Drehzahl
p	Polpaarzahl
P	Wirkleistung Effektivwert
Q	Blindleistung Effektivwert
R	Widerstand

S	Scheinleistung Effektivwert
t	Zeit
T	Zeitkonstante
u	Spannung Momentanwert
U	Spannung Effektivwert
X	Blindwiderstand

Griechische Symbole

ω	Kreisfrequenz/Drehfrequenz
δ	Polradwinkel
φ	Phasenverschiebung
Θ	Rotorwinkel

Indizes

0	Ausgangszustand/Synchronzustand
a	Beschleunigung
a, b, c	Phase a, b oder c
A	Anlauf
AN	Netzanlauf
d	Dämpfung
el	elektrisch
dyn	dynamisch
L	induktiv
max	maximal
mech	mechanisch
MR	Momentanreserve
N	Nennwert
Netz	Netz
PRL	Primärregelleistung
r	Rotor
rot	Rotation
stat	quasistationär
VSRE	Verbraucherselbstregelleffekt

Einheiten

A	Ampere
H	Henry
Hz	Hertz
min	Minute
Nm	Newtonmeter
s	Sekunde
V	Volt
W	Watt
Wh	Wattstunde
°	Grad

Liste der Abkürzungen

AC	Wechselstrom
BSS	Batteriespeichersystem
DENA	Deutsche Energie-Agentur
DC	Gleichstrom
DT1	Differenzierer mit Verzögerung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
UCTE	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
UF-LA	Unterfrequenz-Lastabwurf
ÜF-LR	Überfrequenz-Leistungsreduktion
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
RoCoF	Rate of Change of Frequency
VISMA	Virtuelle Synchronmaschine

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die deutsche Energiewende ist in vollem Gange und der Vormarsch der erneuerbaren Energien ist zumindest im Stromsektor mit jedem neuen Bericht über installierte Leistung- und erbrachte Energiemengen zu beobachten. Im ersten Halbjahr 2018 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien an der deutschen Nettostromerzeugung bereits 41,1%, während er im Vorjahr noch bei 38,6 und 2016 bei 33,8% lag (Fraunhofer ISE 2018, S. 11). Für das Erreichen der Ziele des EEG (2017) von einem Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stromes am Bruttostromverbrauch von 55 bis 60% im Jahr 2035 und besonders von mindestens 80% in 2050, besteht die Herausforderung vor allem in der Weiterentwicklung, nicht der nachhaltigen Erzeugungsanlagen, sondern der Systemintegration dieser und dem Ausbau und der Anpassung des Netzes an die resultierende neue Stromerzeugungsstruktur. Mit der Abschaltung konventioneller zentraler Dampfkraftwerke, allen voran der deutschen Kernkraftwerke, und dem rasanten Zuwachs an umrichterbasierten Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen ändert sich die Struktur des Stromnetzes erheblich. In Bezug auf die Erzeugung kommt es dadurch teilweise zu verstärkter Dezentralität und Verlagerung der Anschlusspunkte in niedrigere Netzebenen. Hinzu kommt die räumliche Diskrepanz zwischen einem Erzeugungsschwerpunkt im Norden Deutschlands durch die Windenergie und dem hohen Verbrauch in den südlich gelegenen Ballungszentren der Industrie (DENA 2016, S. 2). Ein wichtiger Aspekt in diesem Wandlungsprozess ist die Versorgungssicherheit des Netzes, die es zu gewährleisten gilt. Die meisten der dafür eingesetzten sogenannten

Systemdienstleistungen werden heutzutage mehrheitlich von konventionellen Kraftwerken erbracht (DENA 2014, S. 4). Mit der erwähnten Abschaltung eines großen Anteils der besagten Kraftwerke und einer Abnahme der Betriebszeiten der verbleibenden Menge, gilt es zukünftig, alternative Lösungen für die Erbringung der Systemdienstleistungen zu finden. Im Sinne der Frequenzhaltung des Netzes geht es dabei um die Findung neuer Konzepte zum Ersatz der stabilisierenden Wirkung der Schwungmassenträgheit der großen Kraftwerke, der sogenannten Momentanreserve. Diese ist zwar nach einer Studie der DENA grundsätzlich im Jahr 2035 für den Betrieb im Normalfall ausreichend im Netz vorhanden (DENA 2016, S. 9), für eine Zukunft nach dem Plan des EEG für das Jahr 2050 oder gar eine 100 prozentige Energieversorgung aus erneuerbaren Quellen ist die Schaffung eines Ersatzes jedoch unabdingbar.

Darum setzt sich diese Arbeit mit einem Konzept zur Ertüchtigung umrichterbasierter Erzeugungs-, bzw. Speicherungsanlagen zur Momentanreserveerbringung auseinander. Dabei wird das massenträgheitsbedingte Verhalten der Generatorschwungmassen simuliert und von einer Gleichspannungsquelle realisiert. Dieses Konzept wird als virtuelle Synchronmaschine bezeichnet.

1.2 Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit beschreibt die Entwicklung und Parametrierung des Algorithmus einer virtuellen Synchronmaschine (VISMA) und die Untersuchung dessen Verhaltens auf synthetische, bzw. real gemessene Eingangnetzspannungen. Die Betrachtung beschränkt sich dabei auf die Vorgänge im Rahmen der Momentanreserveerbringung zur Stabilisierung der Netzfrequenz und des Wirkleistungsgleichgewichts.

Im Grundlagenkapitel werden dafür zunächst die Dynamik der Frequenz des Stromnetzes, sowie die Mechanismen zu ihrer Stabilisierung beleuchtet. Außerdem wird die Wirkungsweise einer Synchronmaschine am Stromnetz beschrieben und das Gesamtkonzept der VISMA, welche dieses Verhalten simuliert, vorgestellt.

Im dritten Kapitel wird die Entwicklung des Algorithmus aus dem Vorbild des „abc-Maschinenmodells“ nach Dr.-Ing Yong Chen (Chen 2016) von der Technischen Universität Clausthal und die Parametrierung auf den lokalen Batteriespeicher gezeigt. Kapitel vier zeigt die Messwertaufnahme der dreiphasigen Netzspannung im lokalen Stromnetz und betrachtet deren Ergebnisse.

Daraufhin folgt im fünften Kapitel die Durchführung der Simulation des Algorithmus mit synthetischen und realen Eingangsspannungen. Es wird der Einfluss der Stellparameter und Auslegung der VISMA gezeigt und die Ergebnisse der Reaktion anhand verschiedener Berechnungs- und Messgrößen untersucht.

In Kapitel sechs und sieben erfolgt die Reflexion der Ergebnisse und ein themenweiterführender Ausblick zum Abschluss der Arbeit.

2 Grundlagen

2.1 Frequenzhaltung im Stromnetz

Das europäische Verbundnetz erstreckt sich über 36 Nationen, teilweise außerhalb der Grenzen der europäischen Union (ENTSO-E 2018), und wird von dem Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), koordiniert. Nach eigenen Angaben werden unter der Zuständigkeit von 41 Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) auf diese Weise 532 Millionen Endnutzer elektrisch verbunden (ENTSO-E 2015, S. 8). Diese haben im Jahr 2016 3.322 TWh elektrische Energie konsumiert (ENTSO-E 2017, S. 6). Auch wenn der ENTSO-E auf administrativer und organisatorischer Ebene die fünf Teilverbände des europäischen Verbundnetzes abgelöst hat, bestehen auf netzkoppelungstechnischer Ebene immer noch diese fünf separierten Teilnetze. Diese stehen zwar untereinander in elektrischer Verbindung und im Austausch entsprechender Energie, sind jedoch über Gleichstromverbindungen ohne frequenzsynchrone Koppelung verbunden (Crastan 2015, S. 11). Diese frequenzsynchrone Verbundnetze schließen sich aus über Kuppelleitungen oder Übergabestellen gekoppelten Regelzonen zusammen (Schwab 2017, S. 41). Das größte unter ihnen ist die ehemalige Union für die Koordination des Transportes elektrischer Energie (UCTE). Im UCTE Netz sind 24 kontinentaleuropäische Nationen auf Höchstspannungsebene frequenzsynchron zusammengeschlossen. In diesem Netz wurde im Jahr 2008 2.642 TWh elektrische Energie generiert und zum überwiegenden Großteil auch dort verbraucht (Austausch mit externen Netzen belief sich auf 50 TWh). In der Handhabung der Verteilung dieser großen Energiemenge und den entsprechenden Leistungen ist zu jeder Zeit ein Gleichgewicht von Leistungserzeugung und -verbrauch im Verbundnetz einzuhalten. Denn das Verbundnetz weist in seiner Struktur keinerlei Senken für elektrische Energie auf.

Daraus folgt, dass für den stabilen Betrieb dieses Systems eine exakte Übereinstimmung der erzeugten und verbrauchten Energie zu gewährleisten ist. Nach Artikel 12, Absatz d) der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates „[...] ist es Sache der Übertragungsnetzbetreiber, ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsnetz zu unterhalten“ (Europäisches Parlament 2009, S. 70). Die ÜNB überwachen daher durchgehend die Leistungsbilanz sowohl innerhalb ihrer Regelzone, als auch im Austausch mit den angrenzenden Zonen benachbarter ÜNB. Der physikalisch elektrische Zusammenschluss der Regelzonen innerhalb der ehemaligen UCTE in Form des frequenzsynchronen Wechselstromnetzes resultiert in einem gesamtheitlichen dynamischen System, das zu jedem Zeitpunkt als Ganzes in einem bilanziellen Gleichgewicht aus generierter und verbrauchter elektrischer Energie gehalten werden muss. Dieser Zusammenschluss bietet den ÜNB auf der einen Seite die Möglichkeit, sich sowohl positiver als auch negativer Kapazitäten benachbarter Regelzonen durch entsprechende Zusammenarbeit für den Ausgleich der Bilanz ihrer eigenen Regelzone zu Nutze zu machen. Die zwischen den ÜNB des UCTE Netzes ausgetauschte Menge an elektrischer Energie betrug im Jahr 2008 285 TWh (Crastan 2015, S. 10). Auf der anderen Seite resultiert der Verbund in einem Netz darin, dass die Stabilität einer jeden, wenn auch für sich ausbalancierten Regelzone, zu jeder Zeit abhängig ist vom Zustand der Gesamtbilanz und damit von Netzereignissen oder Ungleichgewichten an jeder Stelle des sich über Kontinentaleuropa erstreckenden Netzes.

Im Folgenden wird auf den Zusammenhang des Wirkleistungsgleichgewichts und der Frequenz eines Stromnetzes eingegangen und es werden die Mechanismen zur Wahrung des Gleichgewichts beleuchtet.

2.1.1 Das Wirkleistungsgleichgewicht und die Netzfrequenz

Die geschichtliche Entwicklung führte zu dem in Europa einheitlich verbreiteten dreiphasigen Stromnetz, welches mit einem sinusförmigen Wechselstrom der Frequenz von 50 Hertz betrieben wird. Während es in der Netzspannung zwischen den verschiedenen Spannungsebenen und der Phasenanzahl zwischen drei- und einphasig

zu Variationen innerhalb des Netzes kommt, hat die Netzfrequenz in ganz Europa einen konstanten Sollwert von 50 Hertz. Diese Sollfrequenz resultiert aus der Rotorfrequenz der Generatorsätze der konventionellen Dampfkraftwerke. Die in großen Kraftwerken in der Regel verwendeten Synchrongeneratoren induzieren durch die Drehung ihres Rotors und des in diesem erzeugten Feldes in den Induktionswickelungen ihres Stators einen Drehstrom mit einer zur Rotordrehzahl proportionalen Frequenz. Die Proportionalität wird dabei durch die Polpaarzahl des Rotors bestimmt (siehe Kapitel 2.2). Während für die Frequenz, solange einheitlich umgesetzt, für das Stromnetz als solches theoretisch ein beliebiger Wert gewählt werden kann (Siehe 60 Hertz in den USA, oder einphasiges $16 \frac{2}{3}$ Hertz Stromnetz der Deutschen Bahn), sind seit der Einführung des 50 Hertz Sollwertes alle Verbraucher und Erzeuger in Europa auf diese Frequenz ausgelegt.

Die im Netz einheitlich ausgelegte Rotationsfrequenz der Generatorwellen zentraler Kraftwerke, allen voran Kohle- und Kernkraftwerke, geben also die Frequenz im Netz vor. Die elektrische Leistung im Netz wird von diesen und anderen gekoppelten Generatoren mit dem doppelten der 50 Hz Frequenz von Strom und Spannung erzeugt und mit dieser von Maschinen und anderen Verbrauchern aufgenommen und umgesetzt.

Die Frequenzkoppelung zwischen den Rotoren der Generatoren und dem Netz besteht in wechselseitiger Abhängigkeit. Denn auch wenn die Generatoren einer übersetzten Sollfrequenz von 50 Hz folgen, speisen sie nicht starr mit dieser Frequenz ihre Leistung ins Netz ein. Ihre Frequenz folgt, wie dementsprechend die Netzfrequenz, der Wirkleistungsbilanz im Netz. Ein auftretendes Wirkleistungsungleichgewicht resultiert in einer Differenzmenge an elektrischer Energie im Netz, die einer Umsetzung bedarf. Handelt es sich beispielsweise um einen Energieüberschuss, kann dieser im Netz selbst, sowie in angeschlossener Leistungselektronik, nur in bauteilschädlicher Materialüberlastung in Form von Wärmeentwicklung umgesetzt werden. Die Rotoren der gekoppelten Synchrongeneratoren (oder auch entsprechender Motoren) bieten eine Senke für diese Differenzenergie, welche von elektrischer in kinetische Rotationsenergie transformiert wird. Kommt es also durch Überproduktion

oder einem Rückgang im Verbrauch zu einem Überschuss an elektrischer Leistung im Netz, wird diese, mit der Beschleunigung der Schwungmassen (Rotoren) auf eine höhere Drehzahl, in kinetische Leistung transformiert, anstatt die Komponenten im Netz in Form von Wärmeentwicklung zu belasten. Die Differenzmenge der Energie ist dann in der entsprechend gesteigerten Rotationsgeschwindigkeit ebenfalls in kinetischer Form gespeichert. Diese gesteigerte Rotationsgeschwindigkeit der Schwungmassen sorgt durch die oben erläuterte Frequenzkoppelung für einen Anstieg der Netzfrequenz. Dementsprechend frequenzsenkend wirkt sich das Auftreten eines elektrischen Wirkleistungsdefizites aus.

Obwohl in diesem Phänomen der Frequenzkoppelung zwischen dem Netz und den angeschlossenen Synchronmaschinen die grundlegende Charakteristik der netzdienlichen und im Zuge dieser Arbeit theoretisch zu bereitstellenden Momentanreserve liegt, kann allein dadurch kein stabiles Stromnetz betrieben werden. Während sehr geringe Frequenzvariationen von den am Netz befindlichen Betriebsmitteln toleriert werden, führen signifikante Abweichungen zu mehr oder weniger schwerwiegenden Konsequenzen. Im ersten Fall sinkt die Netzfrequenz auf Grund eines Wirkleistungsdefizites im Netz ab und es kommt zu einer Unterfrequenz. Diese führt zu einer gedrosselten bis ausbleibenden Funktion der Betriebsmittel. Die individuelle Schwere der Konsequenzen bemisst sich dabei an der Art und dem Einsatzgebiet des betroffenen Verbrauchers. Hinzu kommen ab gewissen Frequenzabweichungen, welche im folgenden Kapitel genauer betrachtet werden sollen, schädliche Einwirkungen von Resonanzfrequenzen auf die Rotorwellen der Synchronmaschinen am Netz (INA 2016, S. 136). Damit besteht durch Unterfrequenzen nicht nur eine Gefährdung der Versorgungs-, sondern auch der generellen Betriebssicherheit. Letztere wird im Fall einer Überfrequenz noch schwerwiegender gestört. Werden die jeweiligen Betriebsgrenzen überschritten, kommt es in leistungselektronischen Bauteilen durch Überlastung zu Zerstörung und akuter Brandgefahr und in netzsynchronen Motoren und Generatoren zu zerstörerischen Auswirkungen des umgesetzten Drehmoments auf Grund zu hoher Drehzahlen. Deshalb ist von den Übertragungsnetzbetreibern für die Unterhaltung

eines sicheren Elektrizitätsnetzes nach Richtlinie (Europäisches Parlament 2009) eine stabile Frequenzhaltung innerhalb der vorgegebenen Toleranzen zu realisieren.

2.1.2 Grenzen und Instrumente der Frequenzhaltung

Um dem Auftreten der oben genannten Probleme entgegenzuwirken, sind im ursprünglich von der UCTE veröffentlichten Continental Europe Operation Handbook der ENTSO-E (2009) Grenzen und Handlungsvorschriften für verschiedene Frequenzabweichungen formuliert, die in allen europäischen 50 Hertz-Verbundnetzen gültig sind. Die relevanten Frequenzbereiche unterteilen sich in sogenannte auslegungsrelevante und nicht-auslegungsrelevante Störfälle, welche in Form unterschiedlich breiter Frequenzbänder um die Sollnetzfrequenz von 50 Hz gelegt sind. Die auslegungsrelevanten Störfälle stellen das engere dieser beiden Frequenzbänder dar. Bei den Ursachen für diese Fälle handelt es sich um „[...] ungewollte, aber wahrscheinliche Ereignisse [bei denen] eine vollständige Versorgung gewährleistet werden [kann]“ (INA 2016, S. 137). In seiner Gesamtbreite erstreckt sich dieses Band mit ± 800 mHz um die Sollnetzfrequenz. Dieser Grenzwert gilt für eine maximal zulässige dynamische Frequenzabweichung (Δf_{dyn}), während für eine quasistationäre Abweichung (Δf_{stat}) die Grenze von ± 180 mHz, bzw. ± 200 mHz gilt, für den Fall, dass kein Verbraucherselbstregeleffekt (Erklärung siehe unten) vorliegt.

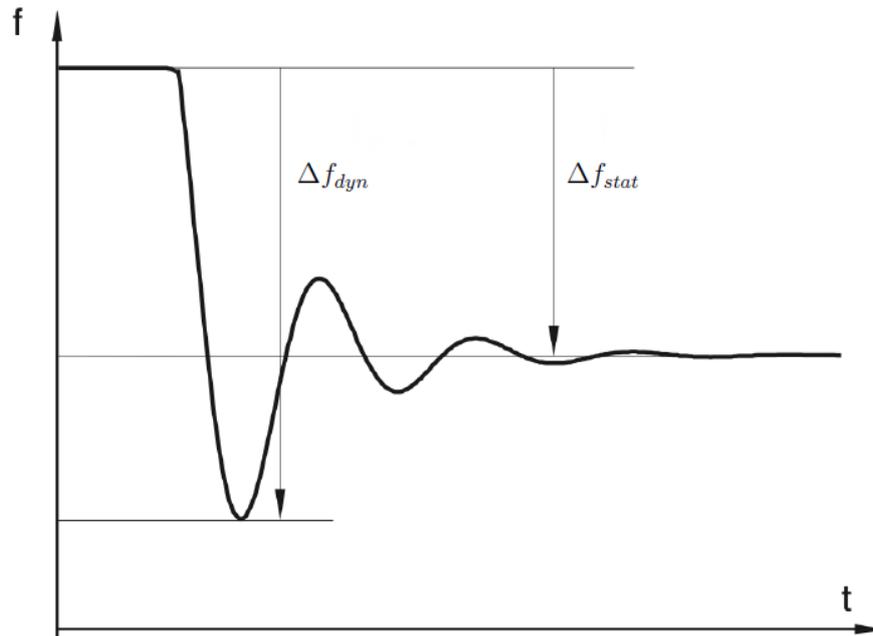


Abbildung 1: Schematische Veranschaulichung der beiden Grenzen für eine Frequenzabweichung im auslegungsrelevanten Störfall (nach Mezger 2007, Abb. 2.3)

Abbildung 1 zeigt die beiden Abweichungen im Fall eines Frequenzabfalls im auslegungsrelevanten Störfall. Die dynamische Frequenzabweichung zeigt die größte Abweichung zur Sollfrequenz im Fall eines Netzereignisses (in Abbildung 1 ein Frequenzabfall), während sich die quasistationäre Abweichung durch das Einschwingen einer neuen Nennfrequenz ergibt. Von dieser wird die Frequenz im weiteren Verlauf durch den Einsatz weiterer Regelleistung zurück auf den Sollwert geführt. Der Auslegungsfall für diese Störfälle ist im kontinentaleuropäischen Verbundnetz als Leistungssprung von 3.000 MW dimensioniert, welcher von den frequenzstabilisierenden Ausgleichsmechanismen des Netzes, insbesondere der Regelleistung, innerhalb der angegebenen Grenzen zu bewältigen ist. Dieser Wert beruht auf der Annahme eines Doppelblockausfalls eines konventionellen Kraftwerks (ENTSO-E 2009, S. 1-5, Reference A-D3). Störfälle, die den Auslegungsfall überschreiten, verlangen dem ÜNB weitere Maßnahmen ab, die über den Einsatz von Regelleistung hinausgehen. Ab einer Frequenzabweichung von ± 800 mHz wird der

Unterfrequenz-Lastabwurf (UF-LA) bzw. die Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR) eingeleitet. Der UF-LA wird zwischen den Frequenzen 49,2 Hz und 48 Hz gestaffelt. Abbildung 2 zeigt, wie in diesem Bereich stufenweise als Reaktion auf 0,2 Hz Abfälle eine zunehmende Menge an Verbraucherleistung abgeschaltet wird, bis diese bei 48 Hz auf 50% reduziert ist.

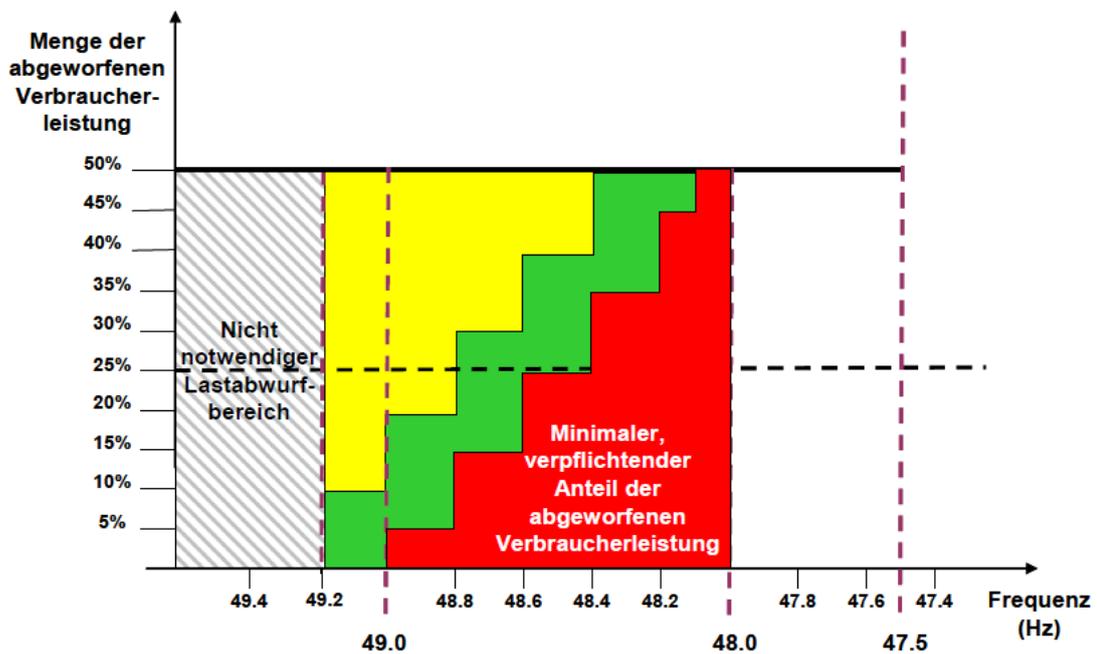


Abbildung 2: Empfohlene Stufen des Unterfrequenz-Lastabwurfs (FNN VDE 2012, Bild 2)

In ähnlicher Manier erfolgt die ÜF-LR, welche bei steigender Frequenz ab 50,2 Hz eine Abregelung der Wirkleistungsabgabe regelbarer Erzeuger nicht stufenweise, sondern mit einem Gradienten von 40% pro Hz vornimmt. Nicht-regelbare Anlagen werden bei ihrer jeweiligen Abschaltfrequenz im Bereich zwischen 50,3 Hz und 51,5 Hz vom Netz getrennt (INA 2016).

Um die folgenschweren Maßnahmen in einem nicht-auslegungsrelevanten Störfall zu vermeiden, wird das Ausgleichsinstrument der Regelleistung mit hoher Genauigkeit betrieben. Bei Regelleistung handelt es sich um vorgehaltene Leistungsreserven von

Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlagen in deren Höhe Leistung in entsprechenden Bedarfssituationen aus dem Netz aufgenommen („negative Regelleistung“) oder ins Netz eingespeist („positive Regelleistung“) werden kann. Bei Dampfkraftwerken wird die Erbringung von Regelleistung beispielsweise über den Öffnungsgrad des Dampfventils reguliert. Im Ausgangszustand ist dieses bis zu einem gewissen Grad gedrosselt, also verengt. Im Bedarfsfall kann es dadurch entweder weiter geschlossen oder geöffnet werden, um den auf die Turbine des Generatorsatzes gegebenen Dampfmassenstrom und damit die abgegebene elektrische Leistung des Kraftwerks zu beeinflussen. Durch die gedrosselte Grundposition des Ventils wird zwar die Nennleistung im Normalbetrieb verringert, es kann dadurch jedoch sowohl positive, als auch negative Regelleistung erbracht werden. Als eine relativ schnell reagierende Methode fällt diese Regelung in den Bereich der Primärregelung, welche eine faktische Erbringung der gesamten vorgehaltenen Leistungsmenge 30 Sekunden nach dem Eintreten eines entsprechenden Netzereignisses verlangt. Darüber hinaus sind 50% der entsprechenden Leistung bereits nach 15 Sekunden zu erbringen (ENTSO-E 2009, S. P1-7, Reference A-S2.3). Nach 30 Sekunden setzt dann die Sekundärreserve ein. Der zeitliche Verlauf der verschiedenen Arten der Regelleistung ist in Abbildung 3 zu sehen.

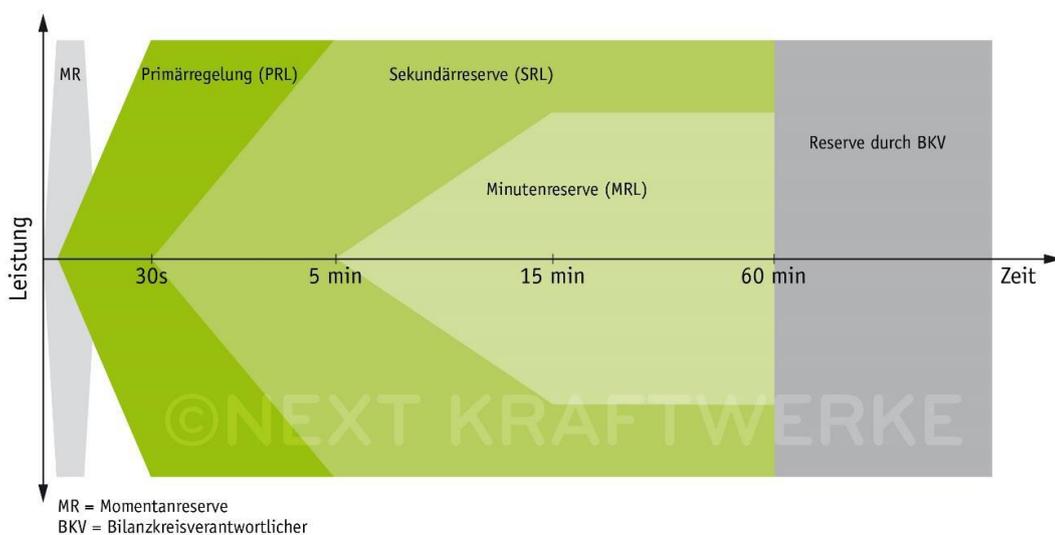


Abbildung 3: Zeitlicher Aktivierungsverlauf der Regelleistung (Next Kraftwerke 2018)

Der oben aufgeführten Dimensionierung des Auslegungsfalls mit einem Leistungssprung von 3.000 MW wird mit der Vorhaltung der entsprechenden Menge an Primärregelleistung (PRL) im gesamten kontinentaleuropäischen Verbundnetz entsprochen. Diese vorgehaltene Leistung ist über alle Regelzonen aufgeteilt und orientiert sich am vorjährigen Anteil der jeweiligen Zone an der gesamten Energieproduktion des Verbundnetzes ((ENTSO-E 2009, S. P1-10, Reference A-G3). Außerdem ist der Anteil einer einzelnen Anlage an der gesamten vorgehaltenen Leistung auf 3% begrenzt, um einen drastischen Ausfall an PRL im Falle einer Abschaltung der jeweiligen Anlage zu vermeiden (ENTSO-E 2009, S. P1-8, Reference A-S3.1). Ebenfalls gelten für die Primärregelleistung die Grenzen der dynamischen und quasistatischen Frequenzabweichung von ± 800 mHz und ± 180 mHz. Damit stellt die Primärregelleistung ein Hauptinstrument zur Bewältigung eines auslegungsrelevanten Störfalls dar. Allerdings sorgt die Primärregelung nur für eine Begrenzung der Frequenzabweichung auf das quasistationäre Frequenzlevel. Die Rückführung auf die Sollfrequenz von 50 Hz wird im weiteren Verlauf von der Sekundärreserve durchgeführt. Entscheidend für die Höhe der quasistationären Frequenzabweichung ist neben der Vorhaltung der ausreichenden Menge an Regelleistung auch der Verlauf der Frequenzabweichung zwischen dem Auftreten des Ereignisses und der Einwirkung der Primärregelung auf das Netz. Neben der Dauer bis zur Einwirkung der Primärregelung, die durch die beschriebenen Obergrenzen beschränkt ist, ist der während dieser Zeit auftretende Frequenzgradient df/dt ausschlaggebend für die resultierende Abweichung. Dieser wird auch als RoCoF (Rate of Change of Frequency) abgekürzt. Allerdings ist der Gradient nicht nur für das Ausmaß der dynamischen und quasistationären Frequenzabweichung, sondern darüber hinaus für die Systemstabilität des Netzes relevant. Viele Anlagen sind über sogenannte RoCoF-Relais abgesichert, welche diese bei Überschreitung eines eingestellten Frequenzgradienten vom Netz trennt, um sie vor den schädlichen Folgen einer Über- oder Unterfrequenz zu schützen. Kommt es beispielsweise im Zuge eines sprunghaften Frequenzabfalls im Netz zu der Überschreitung eines solchen Frequenzgradienten, so sorgt die durch RoCoF-Relais ausgelöste Abschaltung einer

oder mehrerer Erzeugungsanlagen für eine gravierende Vergrößerung des vorliegenden Leistungsdefizites und folglich für eine Verstärkung des Frequenzabfalls. Vom ENTSO-E ist bisher keine einheitliche Grenze für diese Frequenzgradienten vorgegeben und sie kann von den ÜNB passend für die Gegebenheiten ihrer Regelzone vorgegeben werden. Für verschiedene Gebiete im internationalen Raum liegt dieser Grenzwert zwischen 0,5 Hz/s und 4 Hz/s (DENA 2016, S.7 – 8). Die vier Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2014 S. 12) empfehlen eine „Begrenzung des maximal zulässigen Frequenzgradienten auf etwa 2 Hz/s [...]“. Die Mechanismen zur Einflussnahme auf diesen Frequenzgradienten unterscheiden sich grundlegend von dem Konzept der Regelleistung. Bei der Regelleistung handelt es sich um eine Systemdienstleistung, welche aktiv als Leistungsreserve vorgehalten wird und, wenn auch automatisiert, im Bedarfsfall ebenfalls durch aktive Regelung abgerufen wird. Obwohl im Gebiet des ENTSO-E alle Erzeugungsanlagen ab einer Kraftwerksleistung von 100 MW technisch zur Bereitstellung von Primärregelleistung befähigt sein müssen (VDN 2007, S. 27), wird nicht automatisch die Regelleistungsreserve jeder entsprechenden Anlage im Netz beansprucht. Die Primärregelleistung wird wie die anderen Teile der Regelleistung von den ÜNB in einem Ausschreibungswettbewerb vermarktet. Seit 2007 werden alle Regelleistungsbedarfe der vier deutschen ÜNB auf einer gemeinsamen Plattform regelzonenübergreifend gehandelt. Bis auf den sogenannten Kernanteil der Regelleistung, der zur Sicherstellung einer Versorgung im Fall eines Inselbetriebs aus der eigenen Regelzone bezogen wird, kann durch diese Plattform Regelenergie aus anderen Regelzonen bezogen werden (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber). Die Anbieter von Regelleistung werden also, im Falle eines gewonnenen Angebots, für die Vorhaltung und Abrufung ihrer Leistungsreserve vergütet.

Anders ist es im Fall der Momentanreserve und des Verbraucherselbstregelleffekts, welche als instantane Frequenzhaltungsmechanismen zeitlich vor der Primärreglung wirken. Denn bei diesen Mechanismen handelt es sich um gegenwärtig systemimmanente Vorgänge, die nicht durch aktive Vorgänge oder Schaltungen abgerufen werden. Daher werden diese Quasi-Systemdienstleistungen nicht gehandelt

und ihre Erbringung nicht vergütet. Die Wirkweise der beiden Mechanismen beruht auf der oben erläuterten wechselseitigen Beeinflussung der Funktionsweise der frequenzabhängigen Anlagen am Netz und der Netzfrequenz, bzw. der Wirkleistungsbilanz. Der auf Grund eines Wirkleistungsdefizites im Netz auftretende Frequenzabfall resultiert durch eine entsprechend verringerte Drehfrequenz von netzsynchron laufenden Motoren in einer proportional geringeren Leistungsaufnahme der betrachteten Verbraucher. In einem geringen Ausmaß ist diese Reduktion der Leistungsaufnahme für den Betrieb der Anlagen unkritisch und kann ein geringes Wirkleistungsungleichgewicht auffangen. Dieses Verhalten wird Verbraucherselbstregeleffekt genannt und wird als prozentuale Reduktion des Wirkleistungsbezuges pro Hertz angegeben (%/Hz). Wie die PRL sorgt der Verbraucherselbstregeleffekt nicht für ein Wiedererreichen der Sollnetzfrequenz, sondern resultiert in einer quasistationären Abweichung, welche aber sehr viel größer ausfällt als unter Einsatz der PRL. Für das gesamte ehemalige UCTE Netz wird von dem ENTSO-E eine Reduktion der Netzlast durch den Verbraucherselbstregeleffekt von 1%/Hz angenommen (ENTSO-E, S. P1-6, Reference A-D4.1). In Abbildung 4 ist der Unterschied des Ausmaßes der quasistationären Frequenzabweichung unter Einbezug des Verbraucherselbstregeleffektes und der Momentanreserve ($f_{MR+VSRE}$) zu dem unter zusätzlichem Einbezug der Primärregelleistung ($f_{MR+VSRE+PRL}$) gezeigt.

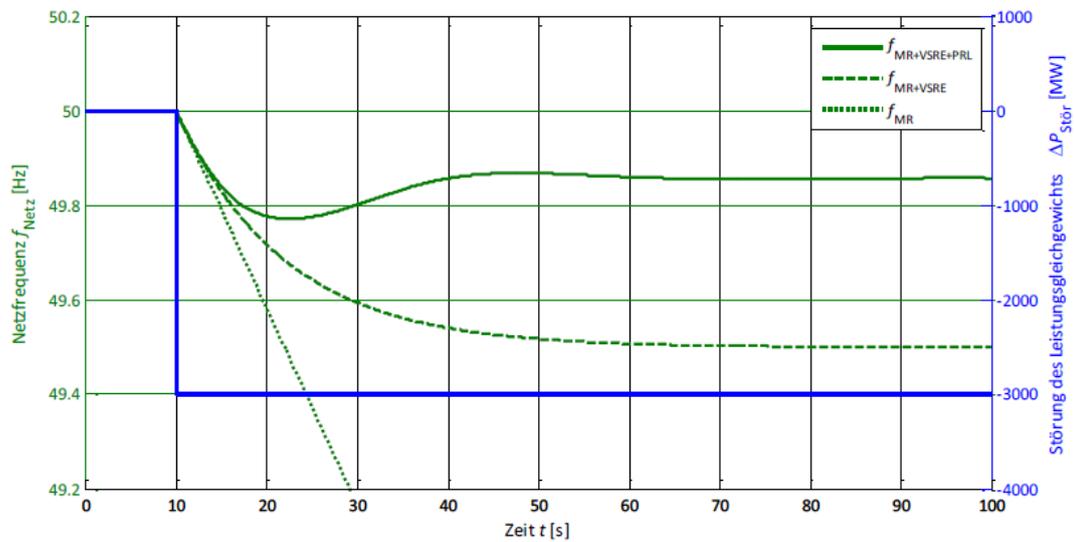


Abbildung 4: Leistungs-Frequenzverhalten des kontinentaleuropäischen Verbundsystems bei einer Netzlast von 300 GW und einem Erzeugungsausfall in Höhe von 3 GW (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber 2014, Bild 2-1)

In dem in der Abbildung veranschaulichten Fall wurde von einem Erzeugungsausfall von 3 GW bei einer Netzlast von 300 GW ausgegangen. Obwohl der Verbraucherselbststregoeffekt in dem gezeigten Szenario mit 2%/Hz gegenüber der Angabe des ENTSO-E verdoppelt wurde, überschreitet die quasistationäre Abweichung ohne Einwirkung der PRL die Obergrenze von ± 200 mHz deutlich.

Die oben erwähnte Anpassung der Drehfrequenz der Generatoren auf Grund eines Wirkleistungsungleichgewichts folgt dieser Beschreibung nur im Fall einer langsamen Leistungsänderung. Bei ausreichend flachen Rampen im Verlauf einer Netzfrequenzänderung folgt die entsprechende instantane Umsetzung der Differenzmenge elektrischer Energie in einer Drehzahländerung der Schwungmassen. Bei Ereignissen wie dem in Abbildung 4 gezeigten sprunghaften Auftreten eines Wirkleistungsdefizites im Netz mit sprunghaften Gradienten (blaue Kurve) kommt das Trägheitsmoment der synchronen Drehmaschinen zum Tragen. Dieses sorgt für einen kurzzeitigen Bruch in der als von starrer Natur beschriebenen Frequenz-Drehzahlkoppelung. Betrachtet man nämlich den Verlauf von f_{MR} in Abbildung 4 wird

ersichtlich, dass dieser im Momentanreserve-Fall nicht dem steilen Gradienten des Wirkleistungssprunges entspricht. Die Trägheit, die der Rotation der tonnenschweren Schwungmassen innewohnt, verlangsamt die Änderung ihrer Drehfrequenz. Mit dem Einsetzen des Wirkleistungsdefizites in Abbildung 4 unterscheiden sich die im stationären Betrieb übereinstimmenden Werte für die mechanische Leistung P_{mech} und die abgegebene elektrische Leistung P_{el} des betrachteten Generators im Netz. Die resultierende Leistungsdifferenz $\Delta P = P_{mech} - P_{el}$ wird während des Abfallens von f_{MR} in Abbildung 4 abgegeben, bis P_{mech} und P_{el} wieder übereinstimmen. Falls eine auftretende Energiedifferenz im Netz die in der Drehung der Schwungmassen gespeicherte Rotationsenergie nicht übersteigt, würde sich auch durch die alleinige Einwirkung der Momentanreserve rein mathematisch eine quasistationäre Frequenzabweichung wie in den Fällen $f_{MR+VSRE}$ und $f_{MR+VSRE+PRL}$ einstellen. Diese liegt jedoch deutlich außerhalb aller verträglichen Grenzen. Ziel der Momentanreserve ist folglich nicht das Auffangen einer Netzfrequenzabweichung, sondern nur deren Abbremsen. Der durch die Momentanreserve verringerte Frequenzgradient soll vor einer Netztrennung von Anlagen durch ROCOF-Relais schützen und das Ausmaß der Abweichung bis zur Reaktion der Primärregelung begrenzen. Denn da die Primärregelung erst einige Sekunden nach der Frequenzabweichung zu wirken beginnt, ist der vorliegende Frequenzwert zu dieser Zeit des Einwirkens maßgeblich von dem Frequenzgradienten in der Zwischenzeit abhängig. Die zur Verfügung stehende Menge an Momentanreserve und deren Vermögen zur Frequenzgradientenbegrenzung kann in der Angabe der Anlaufzeitkonstante T_A ausgedrückt werden:

$$T_A = \frac{\omega_N^2 \cdot J}{p^2 \cdot P_N} \quad (2.1)$$

Dabei wirken die Nennkreisfrequenz ω_N , das Trägheitsmoment J , die Polpaarzahl p und die Nennwirkleistung P_N der betrachteten Synchronmaschine. Die Anlaufzeitkonstante sagt aus, wie lange die Beschleunigung der betrachteten Maschine aus dem Stillstand auf die Nenndrehzahl ω_N unter Einwirkung der Nennwirkleistung P_N dauert. Unter Vernachlässigung der impedanzbedingten Aktivierungsunterschiede der Synchronmaschinen im Netz, können alle Schwungmassen des Netzes in einer gemeinsamen Schwungmasse zusammengefasst werden und dementsprechend eine gesamtheitliche Netzanlaufzeitkonstante T_{AN} formuliert werden. Unter Verwendung von T_{AN} lässt sich die zeitliche Änderung der Rotationsenergie E_{rot} als erbrachte Momentanreserveleistung P_{MR} angeben (nach INA 2016, S.140).

$$\frac{dE_{rot}}{dt} = P_{MR} = T_{AN} \cdot \frac{P_0}{f_0} \cdot \frac{df}{dt} \quad (2.2)$$

Die Größen f_0 und P_0 beziehen sich dabei auf die Frequenz und Wirkleistungsgestehung des gesamten Netzes zum Synchronzustand vor der Abweichung.

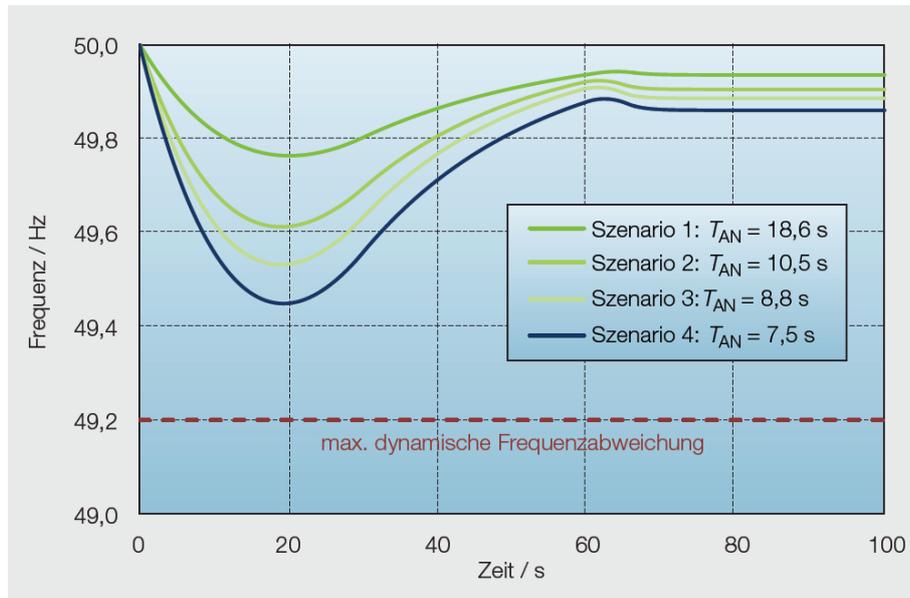


Abbildung 5: Frequenzverläufe für verschiedene Netzanlaufzeitkonstanten im Auslegungsfall für das Jahr 2033 nach DENA 2016 (Noll, Rehtanz & Greve 2016)

Abbildung 5 zeigt die Auswirkung verschiedener Netzanlaufzeitkonstanten auf den Verlauf der Netzfrequenz im Auslegungsfall in einer Prognose für das Jahr 2033 nach DENA (2016). Dort ist zu sehen, wie der Frequenzabfall bis etwa 20 Sekunden mit zunehmender Netzanlaufzeitkonstante stärker eingedämmt wird.

2.2 Wirkungsweise eines Synchrongenerators am Stromnetz

Für die Erzeugung elektrischer Energie in großen konventionellen Kraftwerken, sowie in Wasserkraftwerken, werden fast ausschließlich fremderregte Synchrongeneratoren eingesetzt (Oeding & Oswald 2016, S. 121). Die mechanische Leistung P_{mech} der Generatorwelle wird im Generator in elektrische P_{el} Leistung umgesetzt. Diese Synchrongeneratoren sind in Schenkel- und Vollpolgeneratoren unterteilt. In dem im

vorherigen Kapitel beschriebenen synchronen Verlauf von Generator Drehzahl n und Netzfrequenz f_{Netz} gibt die Polpaarzahl p des Rotors das Verhältnis der beiden nach

$$f_{Netz} = p \cdot n$$

an. Gewöhnliche Vollpolmaschinen weisen wie zweipolige Schenkelpolmaschinen eine Polpaarzahl von $p = 1$ auf. Diese Varianten sind Abbildung 6 schematisch dargestellt.

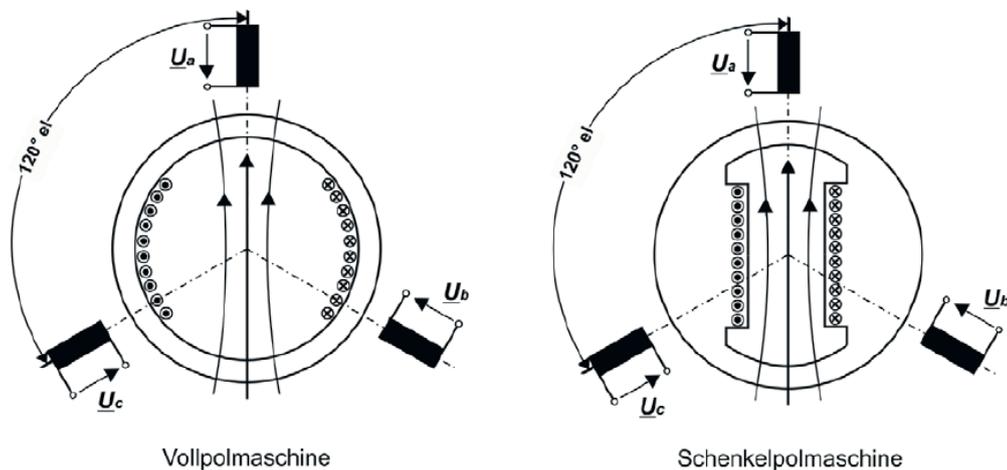


Abbildung 6: Schematischer Aufbau der Vollpol- und Schenkelpolmaschine nach Schwab 2017 Bild 8.1

Damit laufen diese beiden Synchrongeneratoren mit einer der Netzfrequenz entsprechenden Frequenz von 50 Hz, bzw. 3000 min^{-1} . In Anwendungen in denen geringere Rotordrehzahlen vorliegen, wie zum Beispiel Laufwasserkraftwerken, werden diese durch höhere Polpaarzahlen in eine 50 Hz Frequenz übersetzt. In den Rotoren der beiden Varianten der Synchronmaschine in Abbildung 6 sind die Erregerwicklungen zu sehen. Im Fall der Vollpolmaschine sind die Wicklungen gleichmäßig über den Umfang des Rotors verteilt, während sie in der Schenkelpolvariante in ausgeprägte Pole unterteilt sind. Durch den Durchfluss dieser Wicklungen mit Gleichstrom wird ein stehendes magnetisches Erregerfeld aufgebaut,

welches über den Umfang des Rotors eine annähernd sinusförmige Verteilung aufweist. Mit der Drehung des Rotors unter Einwirkung der Turbine entsteht daraus aus Sicht des Stators ein Drehfeld.

Der Stator des Synchrongenerators enthält pro Polpaar des Rotors drei um 120° phasenverschobene Ständerwicklungen (sich gegenüberliegende Nord- und Südpolwicklungen), welche als konzentrierte Statorinduktivitäten in Abbildung 6 eingezeichnet sind. Durch den Zusammenschluss der Ständerwicklungen in einer Sternschaltung ergibt sich ein symmetrisches Dreiphasensystem, welches dementsprechend an das Stromnetz angeschlossen wird. Darüber hinaus sind die Rotoren großer Synchrongenerators mit kurzgeschlossenen mehrphasigen Dämpferwicklungen ausgestattet, die eine Dämpfung von Rotorschwingungen bewirken.

In den Ständerwicklungen wird durch das Drehfeld über den Luftspalt zwischen Rotor und Stator hinaus jeweils eine als Polradspannung bezeichnete Wechselspannung induziert.

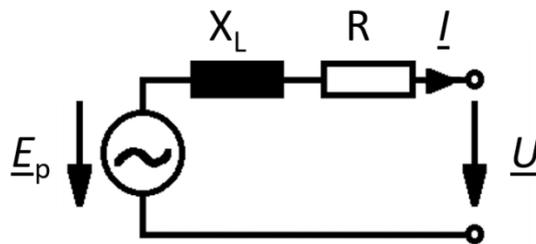


Abbildung 7: Ersatzschaltbild einer Phase des Stators eines Synchrongenerators nach Chen (2016, Abb. 2-8)

Abbildung 7 zeigt das Ersatzschaltbild einer der Statorwicklungsstränge, in dem die Polradspannung mit der Amplitude E_p induziert wird. Unter Belastung des Synchrongenerators durch ein Netz ergeben sich die Klemmenspannung U und der Phasenstrom I anhand der Beeinflussung durch den induktiven Blindwiderstand X_L und den ohmschen Widerstand R der Ständerwicklung. Aus der Klemmenspannung und dem Phasenstrom ergibt sich die eingespeiste Leistung des Synchrongenerators.

Mit dem Stromfluss in den Statorwicklungssträngen (im weiteren Verlauf als Phasenstränge bezeichnet) bildet sich an jeder der drei Phasenstränge ebenfalls ein Magnetfeld. Diese drei für sich räumlich feststehenden pulsierenden Felder überlagern sich durch den 120° -Versatz der Phasenstränge ebenfalls zu einem Drehfeld, welches die Frequenz des Netzes und damit im stationären Regelfall übereinstimmend mit der Frequenz der Erregerspannung, 50 Hz aufweist (Heuck 2010, S. 182-183). Der Polradwinkel δ beschreibt die Winkelverschiebung zwischen dieser Erregerspannung des Rotors und der Klemmen-/Netzspannung. Für einen stabilen Betrieb einer Synchronmaschine ist dieser zwischen -90° und 90° zu halten, wobei negative Winkel einen Motor- und positive Winkel einen Generatorbetrieb darstellen (Crastan 2015, S. 273 - 274).

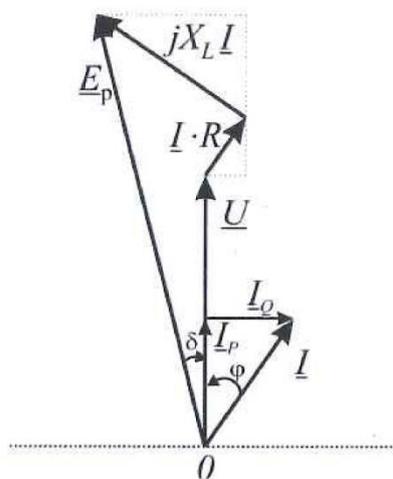


Abbildung 8: Zeigerdiagramm einer Phase des Stators (Chen 2016, Abb. 3-9)

Der Polradwinkel δ und die Phasenverschiebung φ zwischen der Klemmenspannung U und dem Phasenstrom I (siehe Abbildung 8) haben maßgeblichen Einfluss auf die vom Generator abgegebene Wirkleistung P_{el} . Auf den Seiten 41 bis 43 von Chen (2016) wird dieser Zusammenhang in Form der Gleichung (2.3) anhand des Zeigerdiagramms in der Gesamtbilanz über alle drei Phasen erarbeitet:

$$P_{el} = 3U \cdot I \cdot \cos \varphi = \frac{3}{\sqrt{2}} \frac{U \cdot E_p \cdot \sin \delta}{X_L} \quad (2.3)$$

Über den Zusammenhang

$$M_{el} = \frac{P_{el}}{\omega_r} \quad (2.4)$$

ist das elektrische Drehmoment M_{el} von der Rotorfrequenz des Generators ω_r und über die Gleichung (2.1) vom Polradwinkel δ abhängig. Folglich gilt das Gleichgewicht der mechanischen (P_{mech}) und elektrischen Leistung (P_{el}) im stationären Betrieb auch für die in der Rotordrehung und dem Drehfeld vorliegende Umsetzung dieser Leistungen als mechanische (M_{mech}) und elektrische (M_{el}) Drehmomente.

2.2.1 Transienter Betrieb des Synchrongenerators

Kommt es zu einer sprunghaften Wirkleistungsabweichung im Netz, ändert sich damit die abgegebene elektrische Wirkleistung P_{el} des Synchrongenerators. Die resultierende Differenz zur mechanischen Wirkleistung P_{mech} der Turbine des Generators stellt anhand des ersten Teils der Gleichung

$$P_a = P_{mech} - P_{el} = \frac{dE_{rot}}{dt} + P_d \quad (2.5)$$

nach Hanschin (2011, S. 139 (14.2-1)) die auf den Rotor wirkende Beschleunigungsleistung P_a dar, die ja nach Richtung der Wirkleistungsabweichung

positiv oder negativ ausfällt. Die rechte Seite von Gleichung (2.5) zeigt, dass sich diese Leistung in die Änderung der kinetischen Energie der Rotordrehung dE/dt und die Dämpfungsleistung P_d aufteilt. In den Dämpferwicklungen, die in den Nuten der Erregerwicklungen des Rotors sitzen, werden bei einer Abweichung zwischen Netz- und Rotorfrequenz Ströme induziert und dadurch ein Teil des Dämpfungsmomentes M_D hervorgerufen. Diese werden hier jedoch im weiteren Verlauf der Betrachtung der Rotordämpfung vernachlässigt.

Unter dieser Vereinfachung kann die Änderung der Rotationsenergie der Generatorwelle wie folgt durch die Kombination aus Gl. (2.1) und (2.2) aus Kapitel 2.1.1 beschrieben werden:

$$\frac{dE_{rot}}{dt} = \frac{\omega_N^2 \cdot J}{p^2 \cdot P_N} \cdot \frac{P_0}{f_0} \cdot \frac{df}{dt} \quad (2.6)$$

In diesem Fall beziehen sich f_0 und P_0 nicht auf das gesamte Netz, sondern auf die betrachtete Synchronmaschine. Die Abhängigkeit des Trägheitsmomentes J von der Masse der Generatorwelle zeigt, warum die in der Rotation speicherbare kinetische Energie mit der Größe der Synchronmaschine zunimmt. Deshalb haben große Turbinenkraftwerke mit hunderten von Tonnen schweren Turbosätzen einen so großen Einfluss auf die Frequenzstabilität im Netz. Außerdem zeigt Gleichung (2.6) die Abhängigkeit der Änderung der kinetischen Rotationsenergie des Rotors dE_{rot}/dt von der Frequenzabweichung. Im Synchronzustand konstanter Frequenz wird der Term df/dt und damit der gesamte Ausdruck Null. Dementsprechend tritt die Dämpfung und folglich die Beschleunigungsleistung bzw. Momentanreserveleistung nur im transienten Betrieb auf. Die Änderung der Frequenz wird dabei durch eine Abweichung zwischen Rotor- und Netzfrequenz vorgegeben.

2.3 Das Gesamtkonzept der virtuellen Synchronmaschine

Die virtuelle Synchronmaschine ermöglicht die Bereitstellung der Dynamik einer mechanisch-elektrischen Synchronmaschine und die daraus resultierende Stabilisierung des Stromnetzes aus einer Gleichspannungsquelle. Sie weist also ohne den Besitz einer physischen drehenden Schwungmasse aus Sicht des Netzes eine entsprechende (virtuelle) Massenträgheit auf. Der Algorithmus der VISMA, auch Maschinenmodell genannt, stellt dieses dynamische Verhalten in Form einer Simulation nach. Damit verkörpert der Algorithmus eine der vier grundlegenden Komponenten der VISMA. Das gesamte System ist in Abbildung 9 zu sehen.

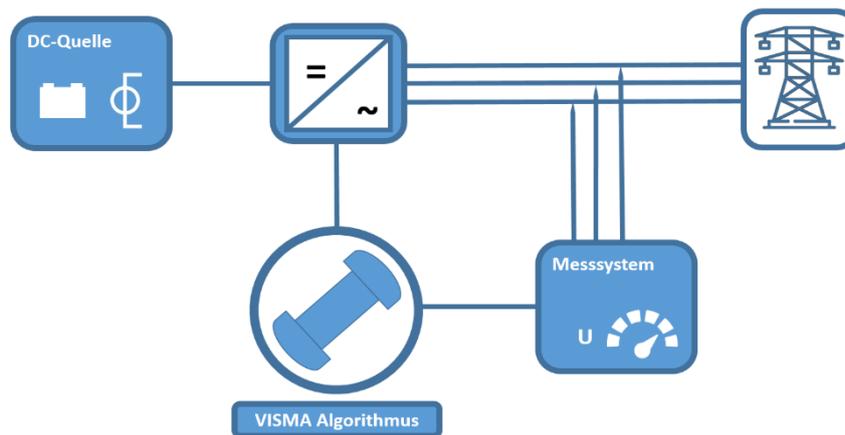


Abbildung 9: Schematisches Gesamtkonzept der VISMA (eigene Darstellung)

Wie in Kapitel 3.1 beschrieben wird, bilden die Spannungswerte der drei Phasen des Stromnetzes, an welches die VISMA angeschlossen ist, die Eingangsgrößen für die Berechnungen im Maschinenmodell. Das Messsystem zur Erfassung und Weitergabe dieser Spannungen stellt die zweite Komponente des Gesamtsystems dar. Das Maschinenmodell gibt auf Grundlage dieser Eingangsgrößen Vorgaben für ein- oder auszuspeisende Leistungen in Form von Momentanstromsollwerten an die dritte Komponente, den Wechselrichter des Systems. Die Senke für diese Leistungen und

entsprechenden Energien bildet die Gleichspannungsquelle als vierte und letzte Komponente des Systems. Diese sollte zu jeder Zeit sowohl zur Aufnahme als auch zur Abgabe von Leistung fähig sein. In der nahe liegenden Form handelt es sich dabei um einen Energiespeicher unter Anwendung eines Pufferbandes an beiden Enden des Ladezustands. Im rudimentärsten Anwendungsfall dieser Grundstruktur der VISMA stellt diese die heute systemimmanent vorliegenden dynamischen Netzdienlichkeiten einer Synchronmaschine im Sinne der Spannungs- und Frequenzhaltung im stationären Leerlaufbetrieb dar. Dieses Regelungskonzept kann jedoch unter Berücksichtigung des Pufferbandes mit einem gewöhnlichen Betriebsmanagement der Gleichspannungsquelle über den Wechselrichter kombiniert werden. Eine entsprechende Umsetzung kann entweder durch die Summe aus den Wechselrichtervorgaben des VISMA Algorithmus und denen eines externen Managements erfolgen oder durch veränderliche Stellparameter des Algorithmus selbst. Diese Stellparameter und ihre Auswirkung auf das dynamische und stationäre Verhalten der VISMA werden in Kapitel 3.1 vorgestellt.

Für die Anwendung der VISMA als eine in Echtzeit wirkende virtuelle träge Schwungmasse ist die Reaktionszeit des Systems entscheidend. Zum einen ist dafür eine möglichst kurze Laufzeit des Maschinenalgorithmus für die quasiinstantane Formulierung von Stromsollwerten nötig. Dazu wird das in der Simulation reproduzierte Verhalten der Synchronmaschine auf seine grundlegenden und relevanten Eigenschaften und damit der Rechenaufwand beschränkt (siehe Kapitel 3.1). Des Weiteren ist vor allem das Zusammenwirken der Komponenten entscheidend. Dabei sind die Laufzeiten der verwendeten Datenübertragungsprotokolle, sowie die Kompatibilität der einzelnen Komponenten untereinander hinsichtlich ihrer Reaktionszeiten entscheidend. Die Laufzeit der gesamtheitlichen Reaktion auf einen digital erfassten Eingangswert summiert sich aus allen Laufzeiten des Prozesses auf. So ist beispielsweise sicher zu stellen, dass der Wechselrichter Vorgaben in entsprechend hoher zeitlicher Auflösung verarbeiten kann.

3 Modellentwicklung

Das im Zuge der Arbeit implementierte Maschinenmodell der VISMA ist in eine Umgebung zur Untersuchung des Verhaltens des Modells und der Eingangsgrößen eingebettet. Deshalb ist das erstellte Python Script in vier Abschnitte unterteilt. Im ersten Abschnitt werden die Eingangsmesswerte, aus vom Messgerät exportierten CSV-Dateien, eingelesen und untersucht. Neben einer formatbezogenen Aufarbeitung der Daten werden Größen, wie beispielsweise der Effektivwert oder die Frequenz der Spannung der ersten Phase, zur Analyse berechnet. Es wird dabei vereinfachend von einer übereinstimmenden Frequenz aller Phasen ausgegangen. Liegt bereits eine CSV-Datei mit berechneten Frequenzen der entsprechenden Spannungen vor, wird diese, anstatt einer Berechnung, eingelesen. Bei diesen Frequenzdateien handelt es sich um von Dr.-Ing. Raúl Igual vorgenommene und zur Verfügung gestellte Aufarbeitungen der Spannungsmesswerte. Die zur Veranschaulichung der Messdaten berechneten oder herangezogenen Größen gehen im weiteren Verlauf nicht als Eingangsgrößen in den Simulationsteil des Scripts ein. Alternativ zum Einlesen von Spannungsmesswerten aus einer Datei, kann über das Script ein synthetischer dreiphasiger Netzspannungsverlauf mit beliebigen Frequenzsprüngen und Rampen als Eingangssignal des Maschinenmodells generiert werden (siehe Anhang A). Die so generierten Spannungen weisen eine symmetrische Phasenbelastung auf. Im zweiten Abschnitt werden Startwerte für zeitveränderliche Variablen des VISMA Algorithmus festgelegt und die virtuelle Synchronmaschine über ihre Stellparameter ausgelegt. Der dritte Abschnitt stellt den Kern des Scripts in Form des vorgestellten Algorithmus der VISMA als Simulation einer Synchronmaschine dar. Er unterteilt sich in die Implementierung der angewendeten mathematischen Funktionen und deren Ausführung unter Einbezug der Eingangsgrößen und Stellparameter. Die Anzahl der simulierten Zeitschritte kann vor der Ausführung festgelegt werden. Ihre maximal mögliche Anzahl bemisst sich am Umfang der zur Verfügung gestellten Eingangsspannungswerte. Der letzte Abschnitt ermöglicht die Bildschirmausgabe

ausgesuchter Berechnungs-, sowie Eingangsgrößen in Graphen und die Speicherung der Werte in einer CSV-Datei (siehe Anhang D). Alle in dieser Arbeit gezeigten Darstellungen der Simulations- und Eingangsgrößen wurden mit diesem Teilabschnitt des Scripts generiert.

3.1 Der Algorithmus der Virtuellen Synchronmaschine

Der Algorithmus einer virtuellen Synchronmaschine stellt innerhalb des Gesamtsystems einer VISMA das Modell einer netzgekoppelten Synchronmaschine dar. Das elektrische und mechanische Verhalten dieser Synchronmaschine wird dort simuliert, um dessen elektrisches Betriebsverhalten aus Sicht des Stromnetzes zu reproduzieren. Das in dieser Arbeit umgesetzte Maschinenmodell beruht auf der Dokumentation des an der Technischen Universität Clausthal entwickelten „abc-Maschinenmodells“ (Chen 2016, S. 15 ff.). Das abc-Maschinenmodell ist ein statorfestes Modell einer Synchronmaschine, in welchem die Berechnungsgrößen auf die drei Phasen des Stators bezogen werden. Aus der Dokumentation von Chen (2016) wurde das dort beschriebene Simulink-Modell als Python Script umgesetzt und entsprechend der lokalen Gegebenheiten implementiert.

In der Nachbildung einer realen Synchronmaschine werden verschiedene Vereinfachungen vorgenommen und Teilaspekte außer Acht gelassen. Dafür gibt es verschiedene Gründe. Zum ersten wird im Modell eine Beschränkung auf die wesentlichen Eigenschaften der Maschine vorgenommen, welche in direkter und signifikanter Verbindung zu den am Netzanschlusspunkt der Maschine vorliegenden elektrischen Größen stehen. Zum zweiten wird zur Begrenzung des Rechenaufwandes und der damit verbundenen Laufzeit der Simulation auf eine vollständige Nachbildung einer Synchronmaschine verzichtet. Die Schnelligkeit der Simulation ist für den letztlich vorgesehenen Einsatz der VISMA als Anwendung im netzgekoppelten Echtzeitbetrieb zur Reaktion auf akute Netzereignisse sehr wichtig.

Das Modell nimmt die folgenden Vereinfachungen vor:

- Konstante Statorinduktivität
- Ersatz der Wirkung von Erregerwicklung durch eine Polradspannungsquelle
- Vernachlässigung der Ankerrückwirkung auf den Fluss der Erregerwicklung
- Ersatz der elektrischen Wirkung der Dämpferwicklung durch ein virtuelles mechanisch wirksames Dämpfungsmoment
- Vernachlässigung der möglichen Kopplung von Erreger- und Dämpferwicklung

(Chen 2016, S. 15-16)

Das in Kapitel 2.2 beschriebene Verhalten der Synchronmaschine wird in der Simulation entsprechend des Blockschaltbildes in Abbildung 10 umgesetzt.

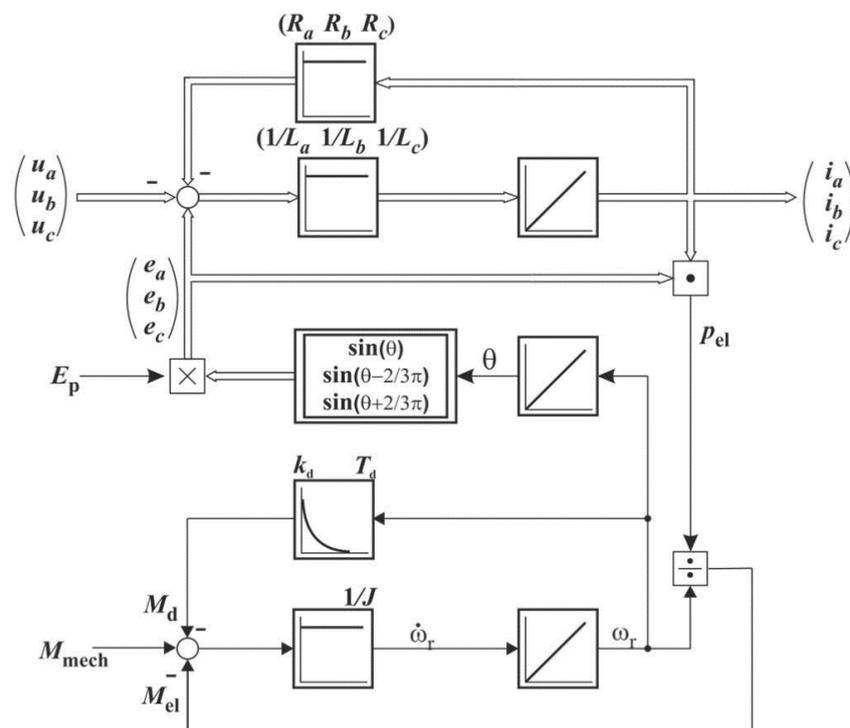


Abbildung 10: Blockschaltbild des VISMA Algorithmus (Chen 2016, Abb. 2-10)

Tabelle 1 zeigt die Stellparameter und Konstanten des Algorithmus. Die oben aufgelisteten Vereinfachungen des Maschinenmodells ermöglichen dessen unkomplizierte Parametrierung, sowohl in der Initialisierung der konstanten Maschinenparameter, als auch in der dynamischen Betriebsführung.

Tabelle 1: Stellparameter und Konstanten des VISMA Maschinenmodells

Symbol	Bezeichnung	Charakteristik
R_a, R_b, R_c	Ohmscher Widerstand der drei Statorphasen a, b und c	parametrierbare Konstanten
L_a, L_b, L_c	Induktivität der drei Statorphasen a, b und c	
J	Trägheitsmoment der Rotorwelle	
k_d	Dämpfungsfaktor	
T_d	Dämpfungszeitkonstante	
M_{mech}	Mechanisches Drehmoment des Generators	Dynamischer Stellparameter für das Wirkleistungsmanagement des Systems
E_p	Amplitude der Erregerspannung/Polradspannung	Dynamischer Stellparameter für das Blindleistungsmanagement des Systems

Als Eingangsgröße dienen die aufgenommenen dreiphasigen Netzspannungsmesswerte u_a , u_b und u_c . Der obere (dreiphasige) Teil des Blockschaltbilds entspricht dem Ersatzschaltbild des Stators aus Abbildung 7. Aus dem Skalarprodukt der dreiphasigen Erregerspannungen $e_{a,b,c}$ und den Statorströmen $i_{a,b,c}$ ergibt sich die elektrische Leistung des Generators P_{el} . Aus der Division von P_{el} durch die Drehfrequenz des Rotors ω_r resultiert nach Gleichung 2.4 das elektrische Drehmoment M_{el} des Rotors, welches netzseitig auf die Rotation des Läufers einwirkt. Die Netzabhängigkeit des elektrischen Drehmoments pflanzt sich über die Abhängigkeit der Statorströme von der Netzspannung nach

$$i = \int \frac{e - u - i \cdot R}{L} dt \quad (3.1)$$

für jede der Statorphasen fort (nach Chen 2016 Gl. (2.23)).

Der untere Teil des Blockschaltbilds stellt die mechanischen Vorgänge im Drehungsverlauf des Rotors dar. Der zentrale Bestandteil ist dabei die Bilanz der wirkenden Drehmomente:

$$\Delta M = M_{mech} - M_{el} - M_d \quad (3.2)$$

Gleichung (3.2) stellt damit das Drehmoment-Äquivalent zu Gleichung (2.5) dar. M_{mech} repräsentiert das auf die Turbinenwelle der Synchronmaschine gegebene mechanische Drehmoment. Über die Variation dieses dynamischen Stellparameters kann auf unkomplizierte Weise ein grundlegendes Wirkleistungsverhalten der VISMA festgelegt oder über die Simulationsdauer verändert werden. Durch den im weiteren Verlauf des Blockschaltbilds erkennbaren Zusammenhang

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{\Delta M}{J}$$

zeigt sich der Einfluss der Massenträgheit J auf die Änderungsrate der Drehfrequenz ω_r im Zuge einer auftretenden Drehmomentdifferenz. Die Proportionalität der Drehfrequenzänderung zum Kehrwert der Massenträgheit veranschaulicht die grundlegende Frequenzstabilität massiger Schwungkörper.

Von Chen (2016, S. 19) wird das Dämpfungsmoment unter Einbezug der oben genannten Vereinfachungen mit der folgenden Differentialgleichung beschrieben

$$M_d = k_d \cdot \frac{d\omega_r}{dt} - T_d \cdot \frac{dM_d}{dt} \quad (3.3)$$

und durch einen Differenzierer mit Verzögerung (DT1-Glied) mit der Dämpfungskonstante k_d in $\text{Nm s}^2/\text{rad}$ und der Filterzeitkonstant T_d in Sekunden umgesetzt. Gleichung (3.3) zeigt, wie eine durch eine abweichende Netzfrequenz erzeugte Änderung der Drehfrequenz ω_r zu der Entstehung eines Dämpfungsmomentes führt. Bei einer konstanten Drehfrequenz ist deren Ableitung und damit die Dämpfung Null. Der Differenzialgleichungscharakter von (3.3) liegt im zweiten Term der Gleichung, wonach eine Änderung des Dämpfungsmoments einer weiteren Zunahme des Absolutwertes entgegenwirkt.

Mit dem Einwirken des Dämpfungsmomentes in die Bilanz der Drehmomente wird die bestimmte Drehfrequenz über den inneren Regelkreis zurückgeführt. Der größere Regelkreis (einschließlich der dreiphasigen Statorsimulation) geht als elektrisches Drehmoment in die Bilanz ein.

Die Integration der Winkelgeschwindigkeit ω_r resultiert in dem Drehwinkel des Rotors, welcher über die Phasenverschiebung von 120° ($2/3 \pi$) auf die drei Phasenstränge des Stators transferiert wird. Zusammen mit der Amplitude der Erregerspannung E_p ergeben sich daraus die in Kapitel 2.2 beschriebenen induzierten Polradspannungen. Tabelle 1 zeigt E_p als den zweiten dynamischen Stellparameter der VISMA zur Realisierung eines Blindleistungsmanagements. Der Blindleistungseinfluss der VISMA ist nicht Teil dieser Arbeit und für die Amplitude der Erregerspannung wird im weiteren Verlauf der Nennwert der Niederspannungsamplitude von 325 V festgesetzt.

Ein signifikanter Unterschied des Algorithmus der VISMA zu einem herkömmlichen netzfrequenzbasierten Regler liegt in der Art der Frequenzmessung. Während bei normalen Reglern die Reaktion auf einer gemessenen Netzfrequenz beruht, wird im Fall der VISMA faktisch keine Netzfrequenz ermittelt oder als Eingangsgröße eingelesen. Weitläufig angewendete Frequenzmessungsverfahren, wie die direkte Zählung (Mühl 2017) und verwandte Methoden, beruhen meist auf der Verarbeitung der Nulldurchgänge des untersuchten Signals. Dabei ist für die gröbste Frequenzbestimmung mindestens die halbe Periodendauer des Signals plus Verarbeitungszeit erforderlich.

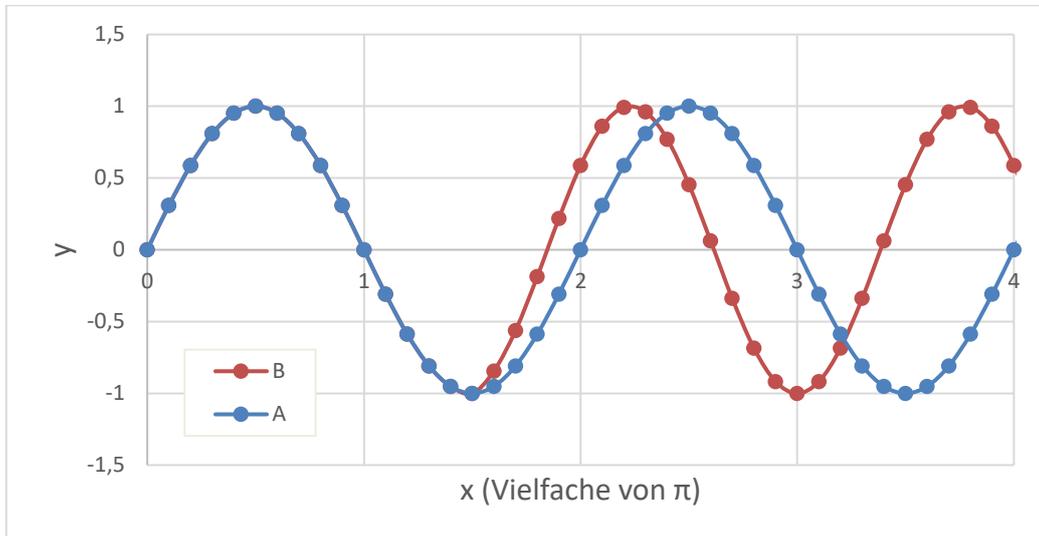


Abbildung 11: Verlauf zweier anfangs identischer Schwingungen mit sprunghafter Frequenzabweichung

Abbildung 11 zeigt den Verlauf zweier Schwingungen mit identischer Amplitude. Bis zu einem x -Wert von $1,5 \pi$ haben beide ebenfalls eine übereinstimmende Frequenz. Im weiteren Verlauf hat die Schwingung B eine höhere Frequenz als A und die Kurven weisen einen zunehmend unterschiedlichen Verlauf auf. Unter der Annahme, bei den Datenpunkten der gezeigten Kurven handele es sich um die abgetasteten Messwerte zweier gemessener Schwingungen, ist ersichtlich, dass eine Frequenzabweichung bereits lange vor dem Durchlauf einer (halben) Periode der Schwingungen wahrnehmbar ist. Während eine zuverlässige Bestimmung der neuen Frequenz von B auf diese Weise nicht möglich ist, kann die Orientierung und der Umfang der Abweichung zwischen den Kurven festgestellt und im weiteren Verlauf des Algorithmus verarbeitet werden. Das Vorgehen der VISMA gewinnt also durch den Verzicht der Bestimmung einer sich einstellenden Netzfrequenz deutlich an Schnelligkeit.

3.2 Umsetzung des Algorithmus in einem Python Script

Das vorgestellte Modell wurde in Form einer Python-Programmierung umgesetzt und im Zuge dessen für die Bearbeitung diskreter Zeitreihen-Messwerte angepasst. Diese liegen aus der Erfassung der Netzspannungen mit dem digitalen Messsystem vor (siehe Kapitel 4). Auch wenn der Algorithmus in dieser Arbeit mit im Vorfeld aufgenommenen und gespeicherten Messreihen zum Einsatz kommt, ist er dennoch in der Form realisiert, dass er die Messwerte im Sinne eines live-Betriebes verarbeitet.

Die zeitliche Auflösung der Eingangsmessgrößen gibt die minimale Schrittweite Δt vor, mit der die kontinuierlichen Vorgänge einer Synchronmaschine simulativ auf einem Digitalrechner nachgebildet werden können. Im Zuge dieser Diskretisierung werden Integrationsfunktionen durch Summenfunktionen und Differenzialfunktionen durch Differenzenfunktionen angenähert. Die Differenzialgleichung (3.3) wird so nach dem von Jochheim (2012, S. 10) gezeigten Prinzip in die folgende Differenzengleichung übersetzt:

$$M_{d,n} = k_d \cdot \frac{\omega_{r,n} - \omega_{r,n-1}}{\Delta t} - T_d \cdot \frac{M_{d,n} - M_{d,n-1}}{\Delta t} \quad (3.4)$$

Durch n und $n-1$ ist dabei der Wert der jeweiligen Größe zum aktuellen bzw. vorherigen Zeitschritt indiziert. Die Linearisierung zwischen diesen beiden Zuständen liefert über den Zeitraum der Schrittweite Δt bei hinreichend geringen Werten für diese eine ausreichend genaue Nachbildung der kontinuierlichen Entwicklung. Dies ist jedoch nur möglich wenn auch der n -te Wert der betrachteten Größe zum Zeitpunkt der Anwendung vorliegt. Die Diskrepanz nach welcher Gleichung (3.4) die Größe $M_{d,n}$ zur Berechnung eben diesem $M_{d,n}$ verlangt, kann durch Umstellungen mit folgendem Resultat abgewendet werden:

$$M_{d,n} = \frac{k_d \cdot (\omega_{r,n} - \omega_{r,n-1}) + T_d \cdot M_{d,n-1}}{\Delta t + T_d} \quad (3.5)$$

Diese Gleichung berechnet das Dämpfungsmoment unter Einbezug des vorherigen Wertes $M_{d,n-1}$ und der vorherigen, sowie der aktuellen Winkelgeschwindigkeit, welche vor dem Dämpfungsmoment bestimmt wird (siehe Abbildung 10). Daraus folgt die Tatsache, dass die Winkelgeschwindigkeit nach

$$\omega_{r,n} = \frac{M_{mech,n} - M_{el,n} - M_{d,n-1}}{J} \cdot \Delta t$$

berechnet wird. Dabei wirkt $M_{d,n-1}$ auf Grundlage der vorherigen Winkelgeschwindigkeitsdifferenz dämpfend auf die aktuelle Winkelgeschwindigkeit. Die Latenz des Dämpfungsmomentes entspricht also der Schrittweite Δt . In einer live-Anwendung wird sie um die Laufzeiten der Messwertverarbeitung und Messwertübermittlung sowie um die Rundenlaufzeit des VISMA Algorithmus verlängert.

Im Fall der Integrationsglieder des Algorithmus erfolgt durch die Diskretisierung die folgende Umformung der Integration der Beispielgröße x :

$$\int_{t_{n-1}}^{t_n} x dt \equiv x \cdot (t_n - t_{n-1})$$

Dabei entspricht die Subtraktion $t_n - t_{n-1}$ der Schrittweite Δt . Die Umsetzung dieser diskreten Integrationsfunktion ist in ihrer Definition Abbildung 12 als

`discrete_integration(rein,raus)` zu sehen. Außerdem zeigt die Abbildung die Anwendung der Funktion in der Berechnung des dreiphasigen Statorstroms und des Rotorwinkels θ . Der gesamte Abschnitt des Scripts mit allen aufgesetzten Funktionen des VISMA Algorithmus ist in Anhang A zu finden.

```
# Intergrationsfunktion, die ihren Eingangswert über die Zeitdifferenz
# der Messung integriert und auf den Ausgangswert der Vorrunde addiert
def discrete_integration(rein,raus):
    raus += rein*t_diff
    return raus

# Verwendung der Integrationsfunktion zur Integration der dreiphasigen
# Stromänderung für die I-Ausgangswerte des VISMA-A
def Strom_Integral():
    global Is
    Is[0] = round(discrete_integration(deltai_proZeit[0], Is[0]),rdg_I)
    Is[1] = round(discrete_integration(deltai_proZeit[1], Is[1]),rdg_I)
    Is[2] = round(discrete_integration(deltai_proZeit[2], Is[2]),rdg_I)
    Iss.append(np.array([Is[0],Is[1],Is[2]]))
    return Is

# Integration der Winkelgeschwindigkeit
# wr => Rotorwinkel  $\theta$  (hier "winkel")
def discrete_Rotorwinkel(winkel):
    winkel = discrete_integration(wr_n,winkel)
    return winkel
```

Abbildung 12: Ausschnitt der Definitionen der Funktionen des VISMA Algorithmus

Abbildung 13 zeigt die Reaktion des VISMA Algorithmus auf eine im Script generierte Eingangsspannung mit einem sprunghaften Frequenzabfall von 50 auf 49,4 Hertz nach 0,5 Sekunden.

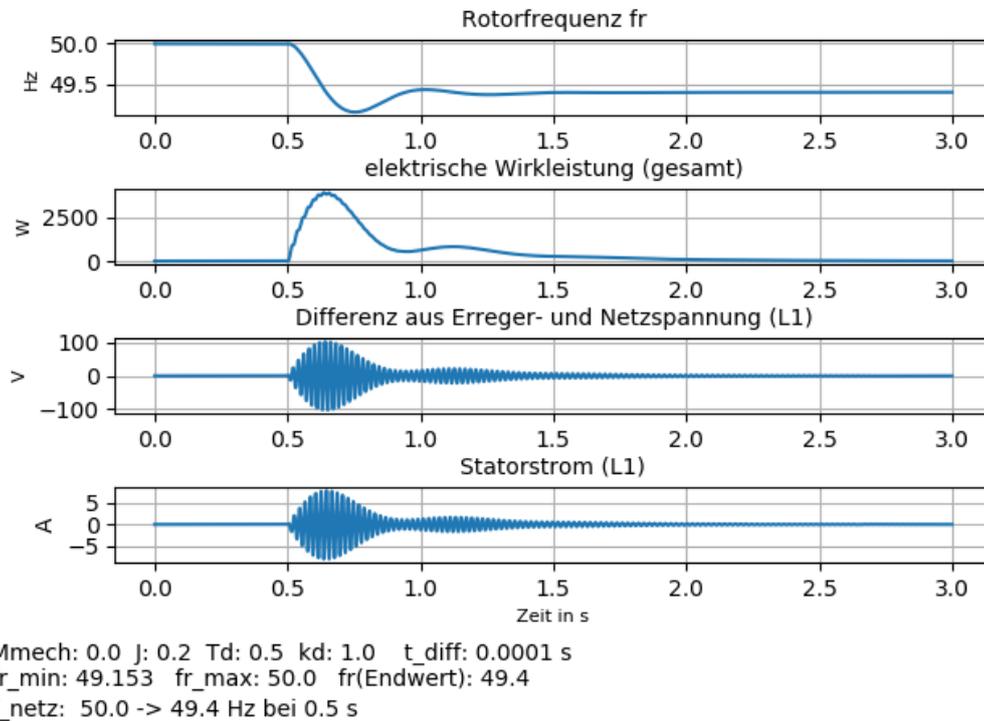


Abbildung 13: Reaktion der VISMA auf eine synthetische Netzspannung mit sprunghafter Frequenzänderung

Im Verlauf der Rotorfrequenz f_r (hier zur besseren Vergleichbarkeit mit der Netzfrequenz in Hertz anstelle der Rotordrehfrequenz ω_r dargestellt) ist die Charakteristik des in Abbildung 1 gezeigten Frequenzverlaufes im Fall eines trägheitsbehafteten Wirkleistungsdefizites zu erkennen. Während die Änderung der Eingangsfrequenz f_{Netz} (nicht graphisch dargestellt) ohne Verzögerung einsetzt, ist der verlangsamte Abfall und das Einschwingverhalten der Rotorfrequenz klar zu erkennen. Das Ausmaß der Überschwinger und damit die maximale dynamische Frequenzabweichung (vergleiche Abbildung 1) kann über die Variation der Stellparameter (siehe Kapitel 5.1.1) skaliert werden. Wie in Kapitel 2.1.1 beschrieben, wird durch die Momentanreserve eine auftretende Frequenzabweichung weder verhindert, noch in ihrem Ausmaß eingeschränkt. Die Rotorfrequenz folgt dementsprechend dem neuen Wert der Eingangsfrequenz und schwingt sich auf 49,4 Hz ein (siehe $fr(\text{Endwert})$ in Abbildung 13). Die im zweiten Graph gezeigte elektrische Wirkleistung P_{el} aller Phasen zeigt einen der Rotorfrequenz gegensätzlichen Verlauf.

Da als Beispiele für Momentanreserve erbringende Synchronmaschinen, sowie auch in dieser Arbeit, überwiegend Synchrongeneratoren genannt werden, ist die VISMA im Zuge des hier implementierten Algorithmus im Erzeugerzählpeilsystem definiert. Der Anstieg der Wirkleistung im Zuge einer sinkenden Rotorfrequenz bedeutet also eine Mehrproduktion des Generators. Die mit dem Absinken der Rotorfrequenz aus der Rotation der Generatorwelle entnommene kinetische Energie wird als elektrische Wirkleistung über die Zeit von der VISMA eingespeist. Mit dem Abklingen der Änderung der Rotorfrequenz (df_r/dt) geht die Wirkleistung wieder auf ihren ursprünglichen Wert zurück. Da ein grundlegendes mechanisches Drehmoment M_{mech} von 0 Nm vorgegeben ist (M_{mech} : 0.0 in Abbildung 13), ist der Start- und Endwert der Wirkleistung Null. Die beiden unteren Graphen zeigen die Differenz aus Erreger- und Netzspannung, sowie den resultierenden Statorstrom, der ersten Phase des Stators. Die Differenz aus Erreger- und Netzspannung ist, wie im vorhergegangenen Unterkapitel erläutert, das Grundinstrument zur Reaktion des Algorithmus auf eine Frequenzabweichung zwischen den beiden Spannungen. Der direkte Zusammenhang dieser Differenz mit dem sich ergebenden Statorstrom der ersten Phase L1 (hier stellvertretend für alle drei Phasen) nach Gleichung (3.1) zeigt sich in der übereinstimmenden Kurvenform der beiden Größen.

3.3 Grenzen des VISMA Algorithmus

Diese Arbeit beschränkt sich in der Simulation auf den Maschinenalgorithmus der VISMA. Die vorab gespeicherten oder synthetisch generierten Netzspannungsmesswerte werden im Algorithmus verarbeitet und simulative Ergebnisse für die Statorstromvorgaben formuliert. Dadurch ergeben sich die folgenden zu beachtenden Aspekte in der Anwendung des Algorithmus und der Betrachtung der Ergebnisse.

Keine Einwirkung auf das Netz

Die Simulation ermöglicht die Beobachtung der Reaktion der VISMA auf eine Änderung von Netzgrößen. Da es sich aber nicht um eine live-Anwendung an einem realen Stromnetz oder einem simulierten Netz handelt, können keine Erkenntnisse über die Beeinflussung der Netzparameter durch die VISMA gewonnen werden. Während diese Tatsache die Aussagekraft der Untersuchung der generellen Funktionalität und Wirkungsweise der VISMA limitiert, ist sie in der Betrachtung des auf das lokale Batteriespeichersystem skalierten Modells unkritisch. Grund dafür ist die im Vergleich zur gesamten Netzleistung marginale erbringbare Leistung des Batteriespeichersystems, weshalb keine Beeinflussung des Netzes durch dessen Einwirken erwartet wird.

Keine Aufschlüsse über eine hardwaretechnische Einbindung

Durch die isolierte und rein softwaretechnische Betrachtung des VISMA Algorithmus können keine Erkenntnisse über dessen Interaktion mit den in Kapitel 2.3 vorgestellten Bauteilen des Gesamtkonzeptes der VISMA untersucht werden. Aspekte wie die adäquate Formulierung der Statorstromvorgaben für die Ansteuerung eines Wechselrichters oder die Art der Datenübertragung zwischen den Komponenten werden daher außer Acht gelassen, während die Wichtigkeit ihrer Behandlung für eine zukünftige Realisierung der VISMA betont wird.

Keine Komponentenlaufzeiten

Auf Grund des komprimierten Rechenaufwandes des Maschinenmodells hat dieser in der Anwendung sehr geringe Laufzeiten (siehe Ende Kapitel 5.2.2). Es wird daher davon ausgegangen, dass diese im Vergleich zu den komponentenbedingten Laufzeiten vernachlässigbar gering sind. Mit dem im vorherigen Punkt genannten Ausbleiben einer hardware-technischen Einbindung des Maschinenalgorithmus entfallen diese komponentenbedingten Laufzeiten. Die Verzögerungen, welche sich durch die Komponenten des Systems und ihre Kommunikation in jedem Durchlauf der Simulation ergeben, können lediglich in Form einer angewendeten Totzeit im

Algorithmus einbezogen werden. Auf die Anwendung dieser wird hier jedoch verzichtet.

3.4 Parametrierung des Modells auf das lokale Batteriespeichersystem

In dem betrachteten und simulierten Anwendungsszenario wird die VISMA im lokalen Netz des Technologiezentrums eingesetzt. Die Reaktion der VISMA auf Netzereignisse in diesem Netz ist durch die beschriebene Verwendung der entsprechenden Eingangsgrößen in Form von Messwerten realisiert. Darüber hinaus soll im Szenario die theoretische Verwendung des lokalen Batteriespeichersystems (BSS) als Gleichspannungsquelle und dem dazugehörigen Wechselrichter als Komponenten der VISMA berücksichtigt werden. Da das BSS derzeit nicht in Betrieb ist lässt sich dessen tatsächliche Ansteuerung jedoch nicht realisieren. Das Ziel der Simulation ist es daher, Ausgangswerte zu formulieren, die solchen entsprechen, welche bei identischen Netzereignissen von einem System mit realisierter Erbringung durch das BSS (unter Vernachlässigung der Komponentenlaufzeiten) auftreten würden.

Dafür ist es nötig, dass die formulierten Wechselrichtervorgaben die Grenzwerte des BSS nicht überschreiten. Diese Gegebenheiten werden durch die Parametrierung des Algorithmus umgesetzt, welche durch die Beschränkung der maximalen Lade- und Entladeleistungen in Form der formulierten Statorströme erfolgt. Überschreiten diese die Grenzwerte des BSS werden sie entweder von dessen Wechselrichter gedeckelt umgesetzt, wodurch die netzdienliche Wirkung des Systems verloren geht, oder es kommt zu einem Fehler und die Umsetzung bleibt aus.

Um den Schwingungsverlauf der Statorströme zu erhalten und Plateauwerte beim Erreichen des Grenzwertes zu vermeiden, wird auf eine starre Strombegrenzung durch einen Grenzwert verzichtet. Die Begrenzung erfolgt stattdessen durch die Skalierung des Maschinenmodells. Dabei gilt es die maximal zulässigen Grenzwerte des BSS für

die Effektivströme und die Bemessungsleistung einzuhalten. Unter der Annahme, dass der ohmsche Widerstand der Statorwicklungen sehr viel geringer ist als deren Impedanz ($R \ll X_L$) ergibt sich nach Chen (2016, S. 43) für die Scheinleistung S der VISMA

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = 3 \frac{U}{X_L} \cdot \sqrt{U^2 + \frac{1}{2} E_p^2 - 2 \cos \delta \cdot U \cdot E_p} \quad (3.6)$$

Auch wenn die Reaktion der VISMA in dieser Arbeit nur in Hinsicht auf ihre Wirkleistungsgestehung untersucht wird, erfordert die Dimensionierung des Modells eine Berücksichtigung der Systemscheinleistung zur Einhaltung der wechselrichter- und batteriebedingten Grenzwerte. Die maximale Scheinleistung entsteht dabei bei einem Polradwinkel δ von 90° , sowie der maximalen effektiven Netzspannung U und Amplitude der Polradspannung E_p (Chen 2016, S. 43). Auf Grund der Beschränkung der Arbeit auf die Betrachtung von Netzereignissen in Form von Wirkleistungsdifferenzen und der entsprechenden Reaktion der VISMA, wird der maximale Wert für U als 230 V (Niederspannungsnetz) und für E_p 325 V festgelegt. Damit lässt sich aus der Umstellung von Gleichung (3.6) mit

$$X_L = \omega \cdot L \quad (3.7)$$

die zu wählende Statorinduktivität L zur Einhaltung einer maximal zulässigen Scheinleistung im Frequenzbereich um 50 Hz bestimmen. Unter Berücksichtigung der geringen Größenordnungen, in denen sich Frequenzabweichungen im Netz bewegen, wie zum Beispiel die maximal zulässige dynamische Frequenzabweichung im nicht-auslegungsrelevanten Störfall von ± 800 mHz (siehe Kapitel 2.1) und deren

Umrechnung in Drehfrequenzen, kann die Bestimmung der Statorinduktivität in der Skalierung des Modells für eine Frequenz von 50 Hz erfolgen. Der resultierende induktive Blindwiderstand X_L bestimmt im Umkehrschluss im normalen Betrieb die Verschiebung zwischen Erreger- und Netzspannung (siehe Abbildung 7), also den Polradwinkel. Über die Umstellung der grundlegenden Gleichung für die Scheinleistung der drei Phasen nach

$$S_{max} = 3 \cdot U \cdot I_{max}$$

zu

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{3 \cdot U} \quad (3.8)$$

zeigt sich die einhergehende Beeinflussung des maximalen effektiven Stromes I_{max} . Befindet sich das BSS zum Zeitpunkt eines Netzfrequenzsprunges in einem Lade- oder Entladevorgang der Batterie, muss die vorherrschende Lade- oder Entladeleistung in der Begrenzung berücksichtigt werden und die erbringbare Momentanreserveleistung verringert sich entsprechend.

Das Batteriespeichersystem am Technologiezentrum setzt sich aus einem Lithium Ionen Batteriespeicher aus fünf in Reihe geschalteten Batteriemodulen mit einer Gesamtenergiekapazität E von 29,5 kWh und einem Einspeisewechselrichter für dessen Interaktion mit dem Netz zusammen. Teil des Batteriespeichers ist außerdem ein bidirektionaler Gleichrichter zur Steuerung der batterieinternen Ströme und Spannungen. Die Grenzwerte in Bezug auf Leistung und Strom dieser Komponenten sind zu berücksichtigen, um die jeweils konservativeren Werte in der Skalierung der VISMA umzusetzen. Tabelle 2 zeigt die Parameter der verschiedenen Komponenten des BSS. Da es sich bei der Batterie und dem Gleichrichter um Gleichspannungskomponenten handelt, erübrigt sich für diese die Angabe einer Scheinleistungsgrenze.

Tabelle 2: Bemessungsparameter der BSS Komponenten

	P_{max}	S_{max}	I_{max}	E
Batterie (DC)	56,5 kW	-	100 A	29,5 kWh
Gleichrichter (DC)	30 kW	-	100 A	-
Wechselrichter (AC)	50 kW	55 kVA	79 A	-

Aus Tabelle 2 sind die limitierenden Faktoren für Leistung und Strom zu erkennen. Die maximale Wirkleistung des Gleichrichters und damit die maximale Scheinleistung des gesamten Systems beträgt 30 kW, bzw. kVA, und der maximale effektive Strom beträgt 79 A. Unter der oben beschriebenen Verwendung von Gleichung (3.6) und Gleichung (3.7) mit $S_{max} = 30$ kVA ergibt sich eine zu wählende Statorinduktivität von 24 mH für jede der drei Phasen. Die so sichergestellte Einhaltung der maximalen Scheinleistung führt nach Anwendung von Gleichung (3.8) zu einer Beschränkung des maximal auftretenden Stromes auf 43,48 A. Dieser liegt erwartungsgemäß deutlich unter dem erforderlichen Grenzwert von 79 A.

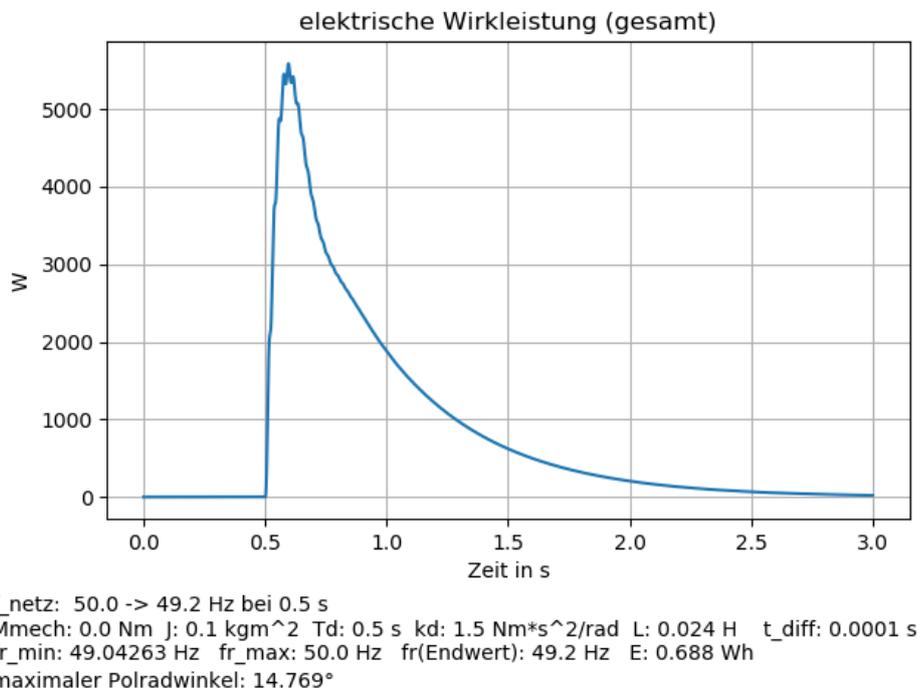


Abbildung 14: Verlauf der elektrischen Wirkleistung der mit $L = 24$ mH skalierten VISMA auf einen 800 MHz Frequenzabfall

Abbildung 14 zeigt die Reaktion der skalierten VISMA auf einen Netzfrequenzabfall anhand ihrer auftretenden gesamtheitlichen Wirkleistung. Der gewählte Netzfrequenzabfall des synthetischen Netzspannungssignals von -800 mHz entspricht der maximal zulässigen dynamischen Frequenzabweichung des auslegungsrelevanten Störfalls (siehe Kapitel 4) und damit einem Extremwert. Der maximal auftretende Polradwinkel beträgt in diesem Fall $14,8^\circ$ und liegt damit weit unter dem Grenzwert eines stabilen Betriebs von 90° .

Daraus wird ersichtlich, dass die vorgenommene Dimensionierung der VISMA zu einer relativ niedrigen Auslastung des BSS führt. Scheinleistung und Strom bleiben für den gewählten starken Frequenzabfall deutlich unter ihren Grenzwerten. Folglich bleibt die netzstabilisierende Wirkung der VISMA für den Betrieb innerhalb des auslegungsrelevanten Störfalls unter ihrem Potential. Diese konservative Auslegung schützt das System jedoch vor einer Fehlfunktion oder Beschädigung des BSS in allen vorstellbaren Netzereignissen. So kann die VISMA beispielsweise auch im Fall extremer Netzereignisse wie eines Netzkurzschlusses oder einer Netzteilung netzsynchron zur Stabilisierung beitragen.

Außerdem ist in Abbildung 14 die aufsummierte Energie $E = 0,688 \text{ Wh}$ aufgeführt. Sie entspricht der bereitgestellten Momentreserve-Energie, welche im Zuge der Reaktion auf den Frequenzabfall aus der Batterie entnommen wurde. Diese Menge fällt im Vergleich mit der Energiekapazität des BSS von $29,5 \text{ kWh}$ sehr gering aus. Darüber hinaus wird von einer annähernd symmetrischen Verteilung der positiven und negativen Frequenzabweichungen vom Sollwert im Stromnetz ausgegangen. Diese beiden Punkte führen dazu, dass der Einsatz der skalierten VISMA keinen erheblichen Einfluss auf den Ladezustand der Batterie hat. Daher wird dieser in der Auslegung der VISMA nicht berücksichtigt, bzw. exemplarisch als konstanter Wert von 50% angenommen.

4 Messwertaufnahme

Um die Reaktion der VISMA auf reale Netzereignisse zu beobachten, müssen die entsprechenden Netzspannungswerte als Eingangsgrößen der Simulation bereitstehen. Dazu wird im ersten Teil des Python Scripts eine der erstellten CSV-Dateien mit gemessenen Netzspannungen eingelesen (siehe Kapitel 3). Zur Erstellung dieser Dateien wurden Messungen an verschiedenen Stellen des lokalen Stromnetzes im Technologiezentrum Energie-Campus Hamburg in Bergedorf durchgeführt. Bei allen Messungen wurde die Spannung der drei Phasen des gewöhnlichen Niederspannungsnetzes gemessen und gespeichert.

4.1 Messaufbau

Die Erfassung und Speicherung der Netzspannungen wurde mit dem *DEWE2-PA7* Präzisions-Leistungsanalysator von *Dewetron* durchgeführt. Unter Verwendung eines Messadapters mit dreiphasigem CEE-Starkstromstecker konnte die Netzspannung vom Messgerät abgegriffen werden. Der Messadapter wurde entweder als offener Messpunkt im Netz angeschlossen oder in Form der Verbindung einer Anlage an das Netz eingesetzt. Während die erste Anwendung ein generelles Bild der Spannungen im lokalen Netz zeigt, liefert die zweite Anwendung Aufschluss über die an der jeweiligen Anlage anliegenden Spannungen. Auf Grund der geringen Größe des Netzes ist dieser Unterschied aber nicht relevant.

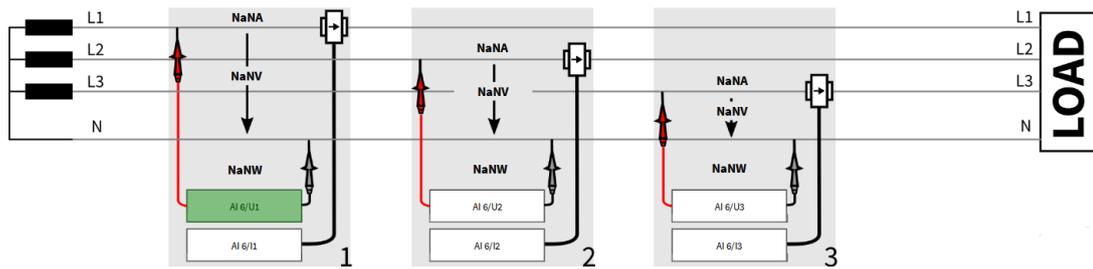


Abbildung 15: Schematischer Anschluss der Messleitungen am dreiphasigen Stromnetz

Abbildung 15 zeigt den schematischen Anschluss der Spannungsmessleitungen des Dewetron Messgerätes wie er in der Software des Gerätes vorgegeben ist. Die drei Phasenspannungen werden entsprechend einer Sternschaltung gegenüber dem Neutralleiter erfasst. Die Masseeingänge der drei Messkanäle sind kurzgeschlossen. Das Schema zeigt den Fall einer Messung unter direktem Anschluss einer Anlage durch den Messadapter. In diesem Fall sind auch die fließenden Ströme mit Stromklemmen messbar.

Die Spannungssignale werden vom Messgerät mit einer Abtastrate von 10.000 Hz erfasst. Daraus resultiert eine Schrittweite Δt von 100 ns der digitalen Messwerte. Aus der Periodendauer der Netzspannungsfrequenz im engen Bereich um 50 Hz von 20 ms ergibt sich damit die Abtastrate von ca. 200 Messwerten pro Periode der Netzspannung. Mit dieser hohen Abtastrate steigt auch die Größe der Messdateien deutlich an. Deshalb wird auf die Verwendung langer Messreihen als Eingangsgrößen für die Simulation verzichtet. In der Software des Messgerätes können jedoch lange Messungen visualisiert und auf interessante Abschnitte und Netzereignisse untersucht werden, um die jeweiligen Ausschnitte zu exportieren.

4.2 Untersuchte Szenarien

Im Verlauf der Spannungsmessungen wurden im Netz befindliche Verbrauchsanlagen geschaltet, mit dem Ziel, frequenzrelevante Netzereignisse hervorzurufen. Dafür wurde versucht, signifikante Wirkleistungsdifferenzen mit steilen Rampen zu erzeugen. Die so untersuchten Szenarien sind der Ein- und Ausschaltvorgang, sowie der Betriebszustand einer Elektrolyseanlage, der Start- und Stoppvorgang der Ladung des Lithium-Ionen-Akkus eines Elektroautos und der Betrieb eines Aufzuges.

Mit einer Bemessungsleistung von 13,5 kW liegt der Leistungsbezug der Elektrolyse deutlich über dem des Aufzuges und des Ladegerätes des Elektroautos, welche im Regelfall jeweils Werte zwischen 3,5 und 4 kW nicht überschreiten. Abbildung 16 zeigt den Verlauf des Wirkleistungsbezuges der Elektrolyse über einen Betriebszyklus mit Ein- und Ausschaltung über etwa eine Stunde. Der Einbruch der Wirkleistung ca. 15 Minuten nach dem Start ist charakteristisch für den Betrieb der Elektrolyse. Er ergibt sich aus dem Ende der Testphase zu Beginn eines jeden Betriebes der Elektrolyse, in der zum Ausschluss einer Leckage des Systems der maximale Betriebsdruck erzeugt und gehalten wird (ITM Power 2015, S. 3-7).

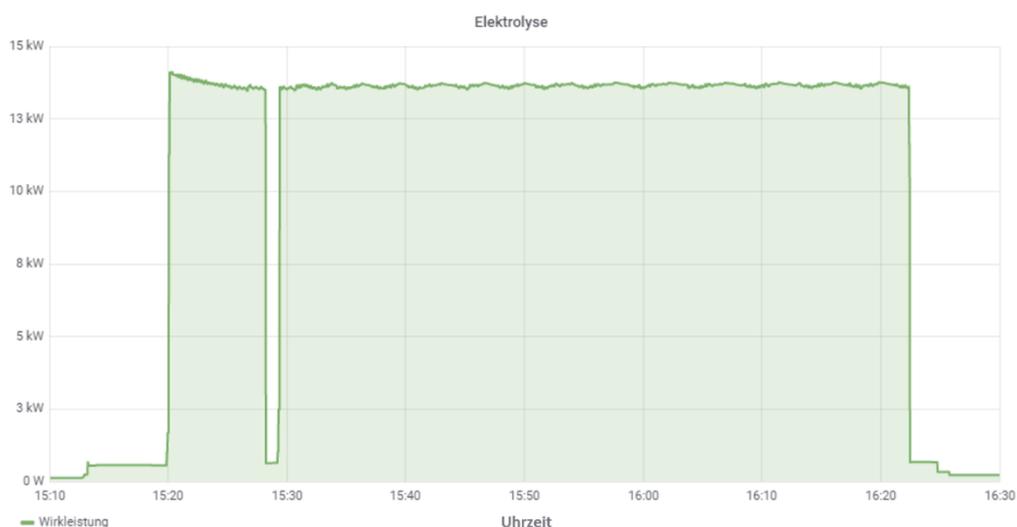


Abbildung 16: Wirkleistungsaufnahme der Elektrolyse

Da für das Wirkleistungsgleichgewicht die Gradienten des Leistungsbezuges entscheidend sind, enthält der Betriebsverlauf drei interessante Teilabschnitte. Diese sind der Start- und der Abschaltvorgang, sowie der beschriebene Einbruch der Wirkleistung nach 15 Minuten.

Der Graph, welcher dem Monitoring System des Gebäudes entnommen wurde, beruht auf einer Schrittweite des Messwert-Abgriffes von fünf Sekunden und gibt daher keinen dienlichen Aufschluss über die auftretenden Gradienten. Die Betrachtung der Ergebnisse der durchgeführten Messung mit der benannten hohen Abtastrate zeigen entsprechend hochaufgelöste Gradienten.

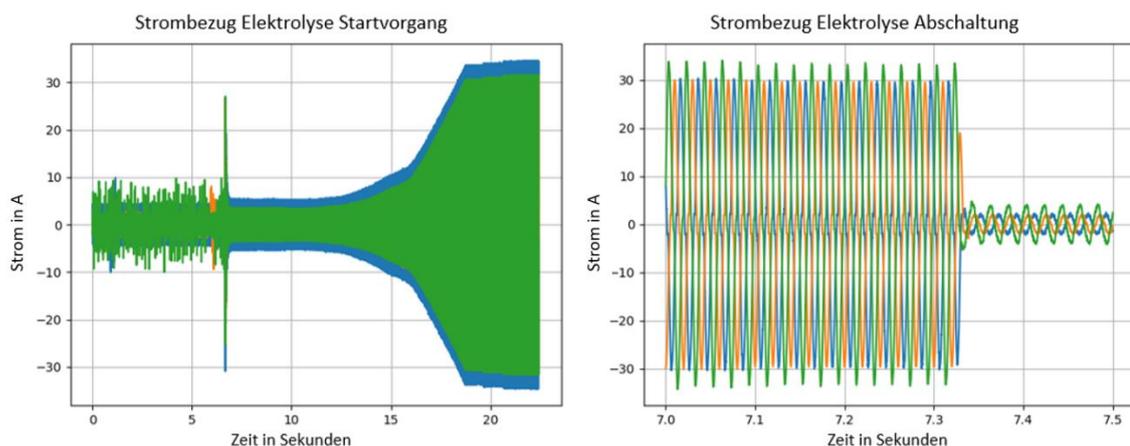


Abbildung 17: Dreiphasige Stromverläufe des Start- und Abschaltvorgangs der Elektrolyse

In Abbildung 17 sind zwei Zeitabschnitte des Leistungsverlaufes aus Abbildung 16 zu sehen. Sie zeigen die entsprechenden mit dem *DEWE2-PA7* aufgenommenen Messwerte der Ströme. Diese wurden mit Hilfe des Python-Skripts visualisiert. Die Auflösung der X-Achsen der beiden Graphen unterscheidet sich deutlich und zeigt, welche unterschiedlichen Gradienten in den beiden Fällen auftreten. Während der Startvorgang in einer moderaten Rampe über mehrere Sekunden verläuft, erfolgt die Abschaltung in weniger als 100 Millisekunden. Ein übereinstimmendes Verhalten weisen das Ende der Testphase und das darauffolgende Anfahren der Anlage auf.

Des Weiteren ist an den Graphen eine unsymmetrische Belastung der Phasen des Netzes zu sehen, welche auch im Abgleich mit Netzanalysator des Gebäude-Monitoring Systems an der Zuleitung der Elektrolyse bestätigt wurde.

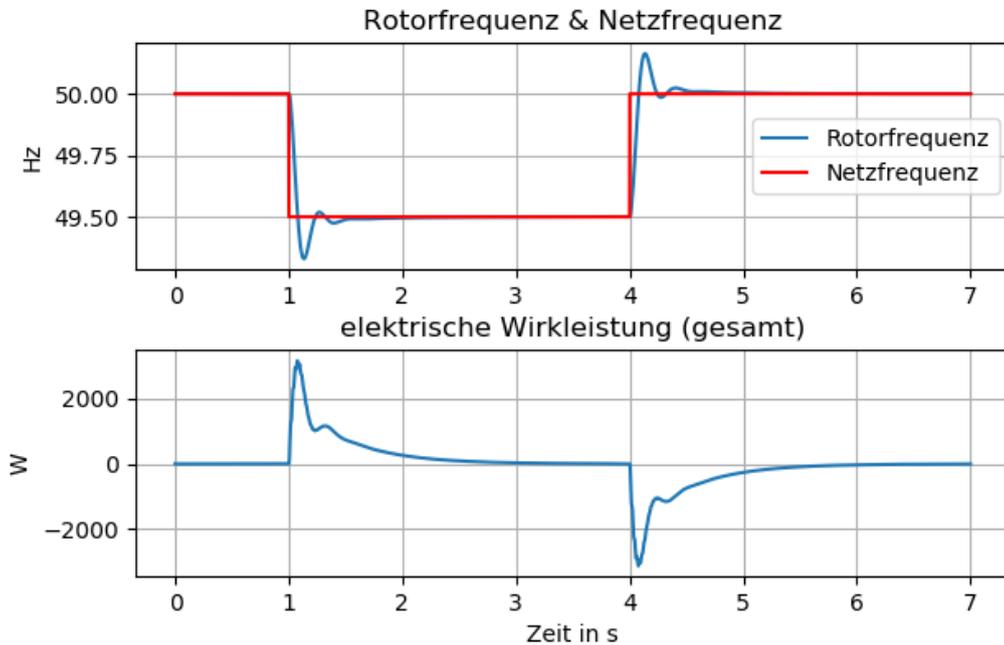
5 Simulation und Ergebnisse

Die Funktionsweise der skalierten VISMA wird in verschiedenen Simulationsdurchläufen unter variierenden Gegebenheiten untersucht. Die grundlegendste Unterscheidung macht dabei die Art der verwendeten Eingangsspannungen aus.

Die, wie im vorherigen Kapitel beschrieben, aufgenommenen Netzspannungsmesswerte lassen auf Grund der marginalen Leistungen der geschalteten Anlagen im Vergleich zur Netzlast keine sauber nachvollziehbaren Einflüsse auf das Wirkleistungsgleichgewicht erkennen. Die durchgängig auftretenden Wirkleistungsdifferenzen und die darauf reagierenden Ausgleichsmechanismen im Netz in verschiedenen Größenordnungen sorgen für eine dauerhaft un stetige Netzfrequenz.

5.1 Simulation mit synthetischen Eingangsspannungen

Mit der Durchführung der Simulation unter Verwendung synthetischer Netzspannungen kann das Verhalten der VISMA und der Einfluss der Parameter anschaulich untersucht werden.



f_{netz} : 50.0 \rightarrow 49.5 Hz bei 1 s; 49.5 \rightarrow 50.0 Hz bei 4 s
 M_{mech} : 0.0 Nm J : 0.1 kgm^2 T_d : 0.5 s k_d : 1.0 $\text{Nm}\cdot\text{s}^2/\text{rad}$ L : 0.024 H t_{diff} : 0.0001 s
 $f_{r_{\text{min}}}$: 49.32987 Hz $f_{r_{\text{max}}}$: 50.16402 Hz $f_r(\text{Endwert})$: 50.0 Hz
 maximaler Polradwinkel: 8.388°

Abbildung 18: Reaktion der VISMA auf zwei synthetische Frequenzsprünge

In Abbildung 18 ist die Reaktion der VISMA auf einen zweifachen Sprung der Netzfrequenz zu sehen. Das Modell ist wie in Kapitel 3.4 skaliert und weist die Grundparameter entsprechend des Vorbildmodells von Chen (2016, S. 123) auf. Nach einem sprunghaften Abfall auf 49,5 Hz springt die Netzfrequenz (rot) nach 3 Sekunden zurück auf ihren Ursprungswert von 50 Hz. Die Rotorfrequenz (blau) zeigt eine verzögerte und schwingungsbehaftete Anpassung an die Netzfrequenz in ihrem Verlauf. Da die VISMA im Anwendungsfall lediglich die Trägheit der Schwungmasse simuliert und kein Zusammenwirken mit weiteren Systemdienstleistungen realisiert ist, wird die quasistatische Frequenzabweichung in keiner Weise eingegrenzt. Dies zeigt, dass die VISMA keiner Sollfrequenz folgt, sondern auf den Frequenzgradienten (RoCoF) ungeachtet des generellen Frequenzniveaus reagiert. Die VISMA könnte ohne die Erforderlichkeit einer Anpassung in einem Netz mit anderer Nennfrequenz eingesetzt werden. Der untere der beiden Graphen zeigt die auftretende Wirkleistung

der VISMA. Im Sinne des Erzeugerpeilsystems orientieren sich die Ausbrüche der Wirkleistung entgegen der Frequenzverläufe. Der Frequenzabfall auf 49,5 Hz stellt ein Wirkleistungsdefizit im Netz dar, welches zu einer Einspeisung von Wirkleistung durch die VISMA führt. Der zweite Sprung stellt den umgekehrten Fall dar. Mit abnehmender Differenz zwischen Rotor- und Netzfrequenz nähert sich die Wirkleistung dem Wert Null an.

5.1.1 Einfluss der Stellparameter

Das Schwingungsverhalten der VISMA kann durch die Variation verschiedener Parameter, welche innerhalb eines Simulationsablaufes als Konstante festgelegt werden, beeinflusst werden. Abbildung 19 zeigt den Einfluss der jeweiligen Parameter auf den Frequenz- und Wirkleistungsverlauf der VISMA. Abschnitt (a) stellt die Einstellung der Standardwerte dar und entspricht dem ersten Sprung aus Abbildung 18. Die betrachteten Parameter wurden dabei in den jeweiligen Fällen verdoppelt.

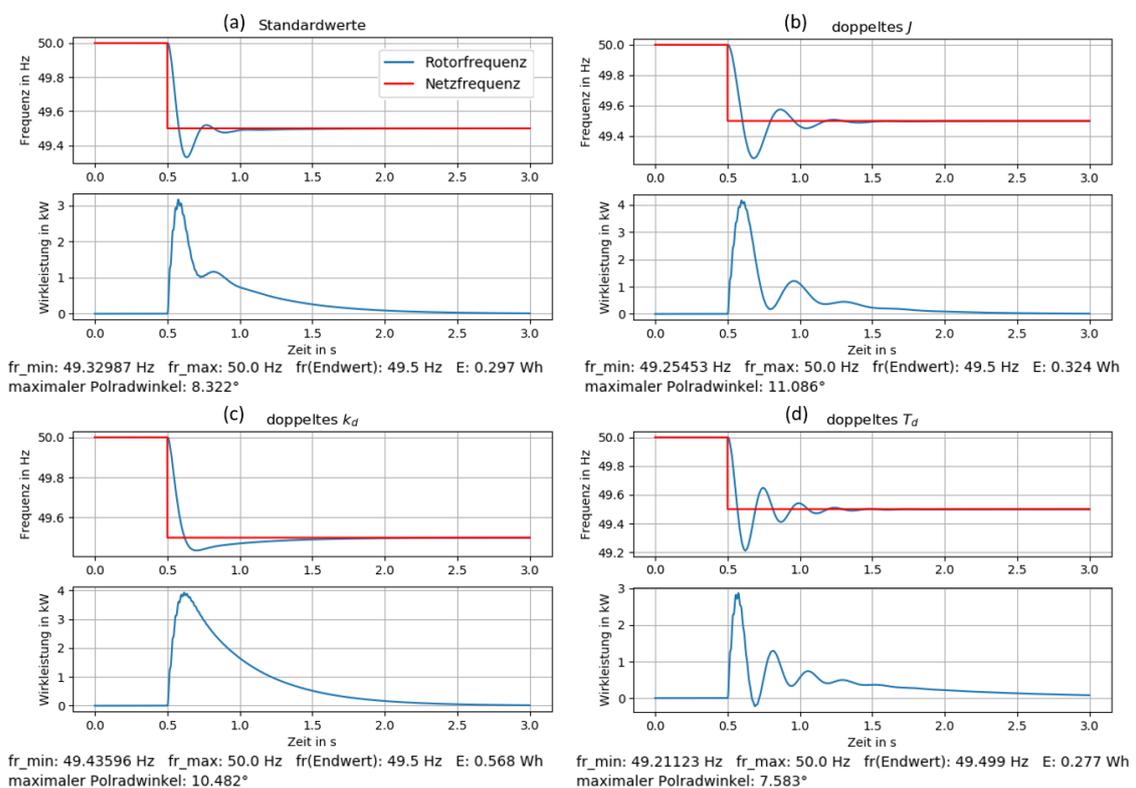


Abbildung 19: Auswirkungen der verschiedenen Parameter auf das Schwingungsverhalten der VISMA

Einfluss der Massenträgheit J

Die Massenträgheit J wirkt nach Gleichung (3.2) der Änderung der Rotorfrequenz der VISMA im Zuge einer auftretenden Differenz der Drehmomente entgegen. Es wird also generell das Ausmaß der Gradienten von ω_r beschränkt. Dadurch wird der Abfall der Frequenz stärker verzögert als im Standardfall, das Ausmaß der Abweichung und der Überschwinger treten jedoch ebenfalls stärker auf. Generell sorgt die gesteigerte Massenträgheit für eine Ausprägung des Schwingungscharakters des Rotors unter einem gesteigerten Leistungs- bzw. Energieaufwand.

Einfluss der Dämpfungskonstante k_d

Nach Gleichung (3.5) bestimmt die Dämpfungskonstante k_d das Ausmaß, mit dem der Gradient der Rotorfrequenz in das Dämpfungsmoment eingeht. Damit zeigt sich ihr Einwirken stark in Bereichen steiler Gradienten und sorgt demnach für ein langsames Abfallen von f_r im Vergleich zu (a). Außerdem wird dadurch die maximale dynamische Frequenzabweichung am stärksten von allen Fällen eingegrenzt und das Auftreten von Überschwingern verhindert. Zu beachten sind dabei die hohen und langanhaltenden Wirkleistungen, die im höchsten Energieaufwand der vier Varianten von 0,568 Wh resultieren.

Einfluss der Filterzeitkonstante T_d

Die Filterzeitkonstante T_d wirkt auf die Berechnung des Dämpfungsmomentes nach Gleichung (3.3) ein. Durch Dimensionierung des differentiellen Anteils des DT1-Gliedes wirkt sie der Änderung des Dämpfungsmomentes entgegen. Die durch eine Verdoppelung der Filterzeitkonstanten beschränkte Dämpfung führt zu einem verstärkten Ausschwingen des Rotors, weshalb dieser Fall (d) den größten Abfall der Rotorfrequenz auf ca. 49,211 Hz zur Folge hat. Die Beschränkung des Dämpfungsmomentes resultiert in den geringsten auftretenden Wirkleistungen und entsprechend niedrigem Energieaufwand.

Aus den Verläufen der jeweiligen Rotorfrequenz lassen sich die maximal auftretenden Frequenzgradienten der verschiedenen Fälle bestimmen. Diese sind in Tabelle 3 aufgeführt. Da es sich um einen Frequenzabfall handelt, sind die auftretenden Maximalgradienten negativ. Das Ausmaß der Beschränkung des RoCoF korreliert dabei erwartungsgemäß mit der Menge der aufgewendeten Energie.

Tabelle 3: Maximal auftretende Frequenzgradienten (RoCoF) der vier Parametrierungen der VISMA

Fall	Maximaler RoCoF in Hz/s
(a) Standardwerte	- 8,74
(b) doppeltes Trägheitsmoment J	- 6,79
(c) doppelte Dämpfungskonstante k_d	- 5,19
(d) doppelte Filterzeitkonstante T_d	- 10,73

Die Frequenzgradienten aller Fälle überschreiten die Vorgabe der deutschen Übertragungsnetzbetreiber von 2 Hz/s (siehe Kapitel 2.1) deutlich. Diese Überschreitungen sind auf Grund der Dimensionierung der VISMA nachvollziehbar. In der Anwendung in einem Netz mit einer Mehrzahl von realen und virtuellen Synchronmaschinen würde die VISMA im Umfang des jeweiligen Falles die Schwungmasse und damit Trägheit des gesamten Netzes steigern.

5.1.2 Überlagerung eines aktiven Batteriemangements und der Momentanreserveerbringung

Im Rahmen ihrer Leistungsgrenzen kann die VISMA die Reaktion auf Sprünge der Netzfrequenz und die Ladung oder Entladung ihrer Gleichspannungsquelle simultan durchführen. Das jeweilige Leistungsniveau der Ladung/Entladung bildet dabei den Ausgangszustand für Schwingungsreaktionen der VISMA auf Frequenzsprünge.

Abbildung 20 zeigt den Verlauf der Wirkleistung im Fall eines aktiven Ladevorgangs der Batterie.

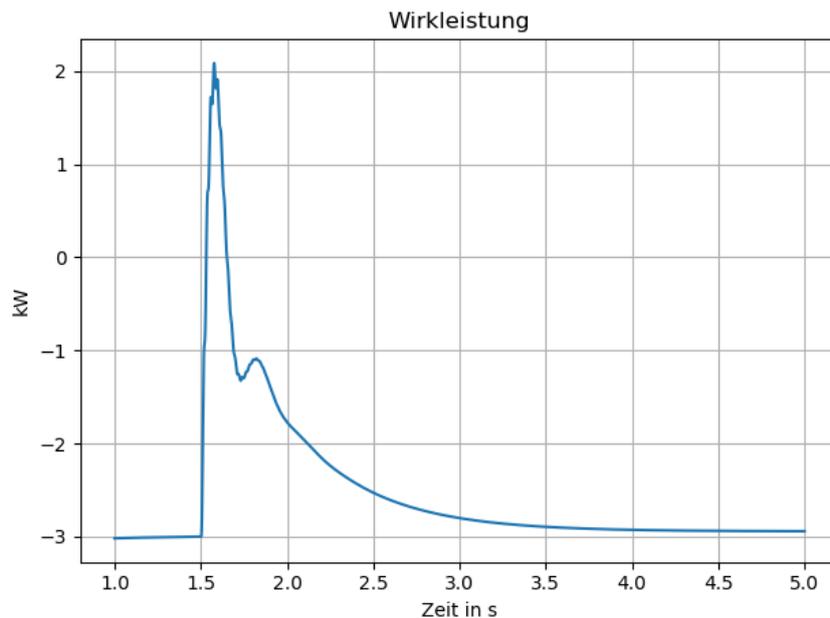


Abbildung 20: Verlauf der VISMA Wirkleistung bei Ladung der Batterie mit ca. 5 kW und einem Frequenzsprung von - 0,8 Hz

Über den gesamten Verlauf der Simulation wird die Batterie mit 3 kW geladen. Daher beträgt das Grundniveau der Wirkleistung -3 kW. Die Einstellung dieses grundlegenden Leistungsflusses in oder aus der Batterie erfolgt über die Wahl des mechanischen Drehmomentes M_{mech} . Hier ist ein motorisches, im vorliegenden Erzeugerpeilsystem negatives, mechanisches Drehmoment von ca. $-9,5$ Nm gewählt, um die besagte Ladeleistung zu erreichen. Die VISMA stellt also in dieser Anwendung grundsätzlich einen Verbraucher dar. Was sie jedoch von einem herkömmlichen Synchronmotor unterscheidet, ist das Vermögen einer bidirektionalen Leistungsumsetzung. Wie in Abbildung 20 zu sehen ist, geht die VISMA ohne Probleme vom Zustand eines Leistungsbezuges in eine Leistungsabgabe im Zuge des Frequenzsprunges über. Das Vermögen zu diesem stufenlosen und unverzögerten

Umschalten eines realen BSS Systems ist diesbezüglich zu untersuchen. Messungen der Reaktionszeiten des BSS am Technologiezentrum Bergedorf auf Leistungsvorgaben von Torres (2017) zeigen, dass Umsetzungen von Wechseln zwischen Leistungsbezug und –abgabe, sowie vice versa, stärker verzögert werden als einseitige Vorgänge.

Wie ein Frequenzsprung resultiert auch eine sprunghafte Änderung des mechanischen Drehmomentes in einer trägheitsbehafteten Schwingungsreaktion der VISMA. Potentiell steile Flanken eines Ladebeginns oder -stopps durch das Batteriemangement werden auf diese Weise abgeflacht.

5.2 Simulation mit realen Netzspannungsmesswerten

Nachdem das Reaktionsverhalten der VISMA und der Einfluss der Stellparameter des Algorithmus anhand synthetischer Eingangsspannungen gezeigt wurden, sollen im Folgenden die aufgenommenen Spannungsmessungen als Eingangsgrößen der Simulation dienen. Dafür wird im ersten Teil des Python Scripts die jeweilige CSV-Datei eingelesen und die Messwerte für die Verwendung in der Simulation und der Analyse aufbereitet (siehe Anhang B).

5.2.1 Synchronisation der VISMA mit dem Netz

Anders als bei den synthetischen Eingangsspannungen beginnt die Reihe der realen Netzspannungen nicht mit einem Plateau aus exakten 50 Hz Spannungen (oder einem anderen Frequenznennwert). Zu Beginn der Simulation findet deshalb eine Synchronisation der VISMA mit dem theoretisch angeschlossenen, in Form von Spannungsmesswerten vorliegenden, Netz statt.

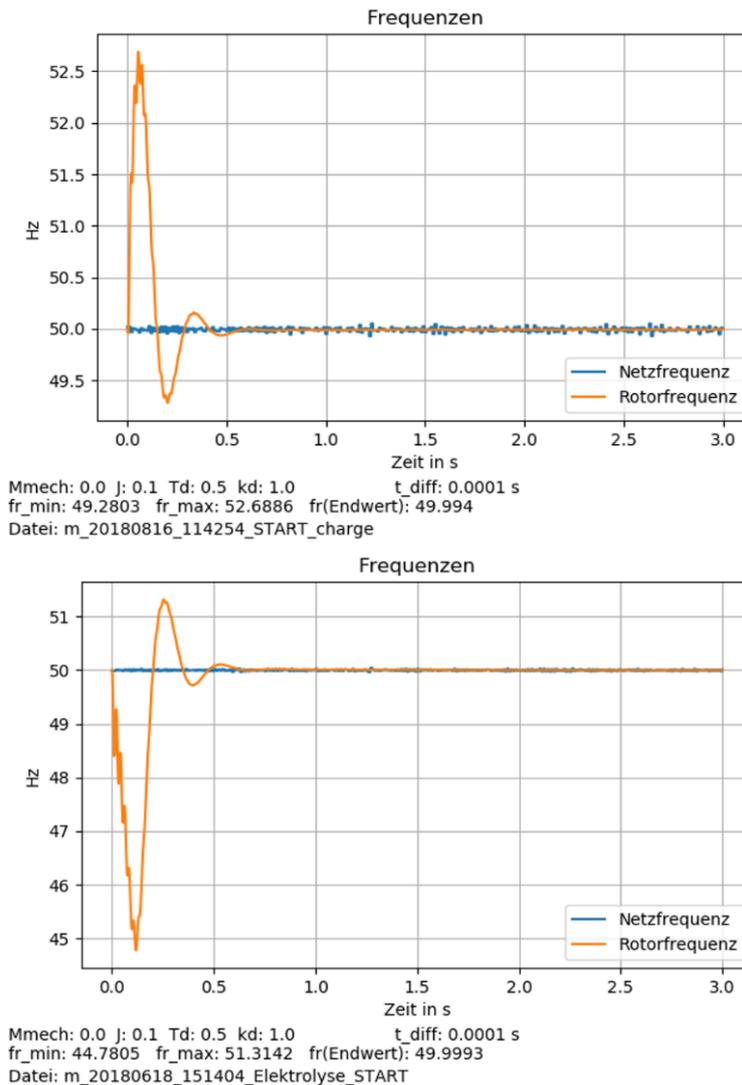


Abbildung 21: Einschwingvorgänge der VISMA auf zwei Messwertzeitreihen gezeigt am Verlauf der Rotorfrequenz und der Netzfrequenz der Eingangsspannungen

Abbildung 21 zeigt den Verlauf der simulierten Rotorfrequenz der VISMA zu Beginn zweier Simulationsdurchläufe. Beim linken Graph handelt es sich um den Verlauf und die Reaktion auf eine Netzspannungsmessreihe zu Beginn des Ladevorgangs des Elektroautos, während im rechten Graph der Startvorgang der Elektrolyse zu sehen ist. Da es sich lediglich um die ersten drei Sekunden der Messreihen handelt sind die beschriebenen Vorgänge jedoch noch nicht erfolgt. Die in blau dargestellte Netzfrequenz wurde in beiden Fällen im Zuge der Messwertaufbereitung des Python-

Scripts bestimmt. Über die Betrachtung der Halbwellenlaufzeiten, resultierend aus den Nulldurchgängen der Netzspannungen, wird die Netzfrequenz grob und mit geringer zeitlicher Auflösung bestimmt. Diese Werte dienen der Darstellung des generellen Frequenzverlaufes und als Bezugsgröße für die Rotorfrequenz, nicht als quantitative Vergleichsgrößen.

Ein Grund für das Auftreten des Ausschlagens der Rotorfrequenz in beiden Graphen ist der im Algorithmus hinterlegte Initialwert der Rotordrehfrequenz $\omega_{r,n-1}$, welche in Gleichung (3.5) zur Bestimmung des Dämpfungsmomentes eingeht. Da dieser als

$$2\pi \cdot 50 \text{ Hz} = 314,159 \text{ s}^{-1} \quad (3.2)$$

festgelegt ist, kommt es zu einer unmittelbaren Abweichung zwischen Rotor- und Netzfrequenz, da die Netzfrequenz der eingelesenen Messwerte keinen exakten Wert von 50 Hz aufweisen. Die Betrachtung der Frequenzverläufe in Abbildung 21 zeigt jedoch, dass die hier initial auftretenden Frequenzdifferenzen wesentlich kleiner sind, als jene die beispielsweise in Abbildung 18 synthetisch erzeugt wurden. Trotzdem fallen die resultierenden Abweichungen der Rotorfrequenz deutlich größer aus. Der Grund für diese extremen Abweichungen und ausladenden Schwingungsverläufe ist die zeitliche Asynchronität zwischen Polrad- und Netzspannung. Die Polradspannung ergibt sich als Simulationsgröße nach

$$e = E_p \cdot \sin \begin{pmatrix} \theta \\ \theta - \frac{2}{3}\pi \\ \theta + \frac{2}{3}\pi \end{pmatrix},$$

wobei der Rotorwinkel θ einen Startwert von Null aufweist und sich aus der Integration der Rotordrehfrequenz über der Zeit ergibt. Damit beginnt der Verlauf der

Polradspannungen im Ursprung der Sinusfunktion mit $e_{LI}(t=0) = 0 \text{ V}$, bzw. den jeweiligen Verschiebungen der Phasen.

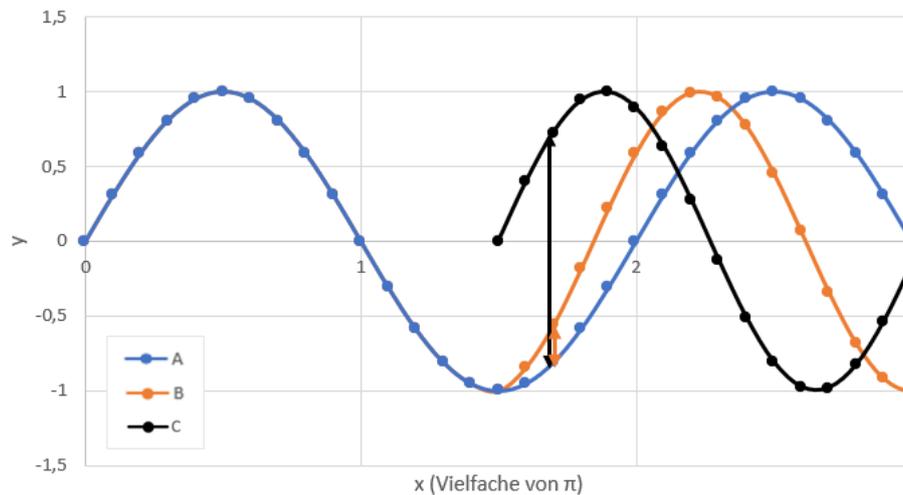


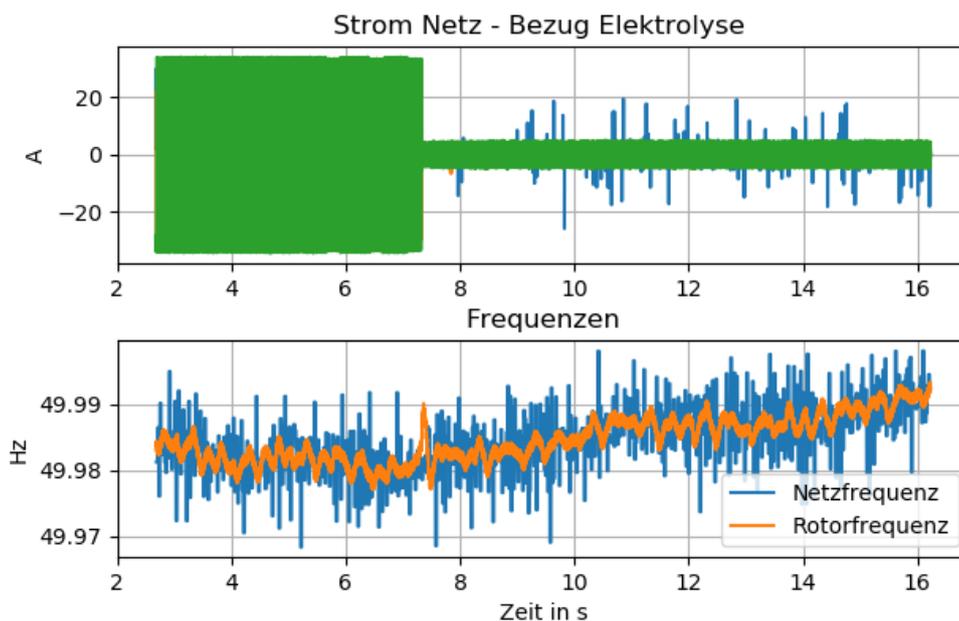
Abbildung 22: Schematische Darstellung einer gesteigerten Signalabweichung durch zeitliche Asynchronität

Abbildung 22 zeigt, wie viel größer das Ausmaß einer frequenzbedingten Schwingungsabweichung durch eine zeitliche Verschiebung des Signals ausfällt. Die Kurven B und C weisen beide eine ab $x = 1,5$ identische Frequenzabweichung zu Kurve A auf. Da sich B jedoch nicht, wie C aus A entwickelt, sondern zum gegebenen Zeitpunkt als neue Sinuskurve initiiert wird, fällt ihre Abweichung zu A wesentlich größer aus. Nach diesem Prinzip fällt auch die Abweichung der initiierten Polradspannungen von den zeitlich zufälligen Netzspannungsmesswerten aus. Eine gleichartig gerichtete Frequenzabweichung kann bei unterschiedlicher zeitlicher Positionierung gegenläufige Rotorfrequenzabweichungen zur Folge haben. Durch eine Aufarbeitung der Eingangsmesswerte könnte das Ausmaß der resultierenden Synchronisationsschwingungen des Rotors stark beschränkt werden. Da das Reaktionsverhalten der VISMA im weiteren Verlauf der Simulation jedoch vom Ausmaß der Synchronisation unbeeinflusst bleibt, vorausgesetzt es ist ausreichend Zeitvorlauf für die Synchronisation gegeben, kann auf derartige Maßnahmen

verzichtet werden. Im Falle einer realen Anwendung unter Anschluss eines BSS an ein Stromnetz ist darauf zu achten, die Verbindung zwischen VISMA Algorithmus und Wechselrichter des BSS erst nach der Synchronisation der VISMA mit dem Netz herzustellen, um eine Umsetzung der hohen formulierten Synchronisationsleistungen zu verhindern.

5.2.2 Reaktion auf gemessene Netzereignisse

Zur Betrachtung der Simulationsgrößen und -ergebnisse werden im Folgenden die ersten Sekunden der jeweiligen Simulation, in welcher die Synchronisation des Systems stattfindet, außer Acht gelassen.



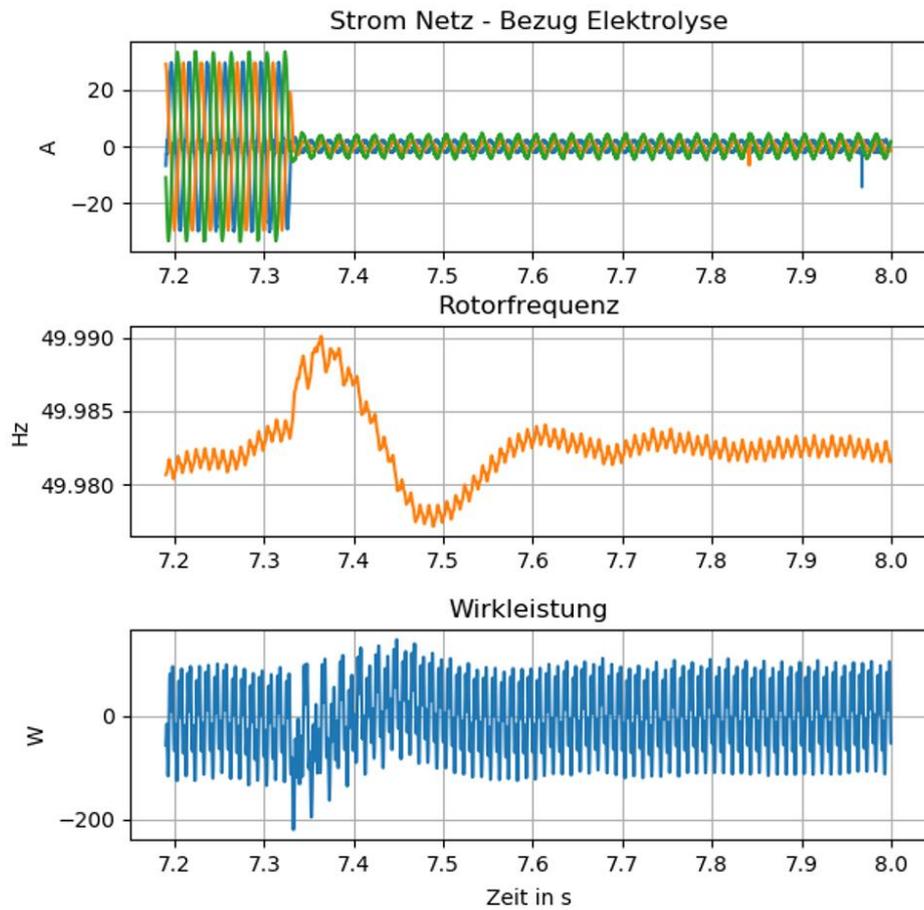
Mmech: 0.0 Nm J: 0.1 kgm² Td: 0.5 s kd: 1.0 Nm*s²/rad L: 0.024 H t_diff: 0.0001 s
 fr_min: 45.3079 Hz fr_max: 51.1751 Hz fr(Endwert): 49.9925 Hz E: -25.652 Wh
 Datei: m_20180618_160811_Elektrolyse_TURNOFF

Abbildung 23: Verlauf des Netzstromes und der Frequenzen zur Abschaltung der Elektrolyse

In Abbildung 23 ist die Abschaltung der Elektrolyse zu sehen. Der obere Graph zeigt den abrupten Abfall des dreiphasigen Netzstromes in der Zuleitung zur Elektrolyse.

Die Ausschläge der blauen Kurve zeigen dabei erneut die asymmetrische Belastung der Netzphasen. Im unteren Graph sind die Netzfrequenz und die simulierte Rotorfrequenz der VISMA dargestellt. Die hier verwendeten Netzfrequenzwerte wurden von Dr.-Ing. Raúl Igual von der Universidad Zaragoza im Rahmen einer Austauschkooperation aus den gemessenen Netzspannungen berechnet und zur Verfügung gestellt. Wie vorhergehend erwähnt, stellen diese Frequenzwerte keine Eingangsgrößen des Algorithmus dar, sondern dienen zur Untersuchung der Ergebnisse. Die Rotorfrequenz (orange) folgt dem Grundverlauf der Netzfrequenz. Die Verfolgung der sichtbaren Ausschläge der Netzfrequenz wird durch die Dämpfung der VISMA beschränkt. Deshalb weist die Frequenz des Rotors eine geringere Bandbreite als die des Netzes auf. Zum Zeitpunkt von $t \approx 7,325$ s erfolgt die Abschaltung der Elektrolyse und die Amplitude des bezogenen Stromes im untersuchten Netzabschnitt fällt mit steilem Gradienten ab. Auf die Netzfrequenz hat diese Abschaltung keinen im unteren Graphen identifizierbaren Einfluss. Grund dafür ist die verschwindend geringe Größe des Leistungsbezuges der Elektrolyse im Vergleich zur Netzlast. Der Verlauf der Rotorfrequenz zeigt hingegen eine klar erkennbare Reaktion zum Zeitpunkt des Netzereignisses.

Eine höher aufgelöste Darstellung dieser Reaktion ist in Abbildung 24 zu sehen. Mit der Abschaltung der Elektrolyse tritt die Schwingung des virtuellen Rotors entsprechend der erwarteten und unter synthetischen Eingangsgrößen gezeigten Reaktion auf. Die Schwungmasse des Rotors wird beschleunigt und erfährt die charakteristische Frequenzerhöhung (zweiter Graph in Abbildung 24). Die Asymmetrie der drei Netzphasen, sorgt für eine überlagerte Grundschiwingung auf allen berechneten Größen. Die Schwingung der Wirkleistung im unteren der drei Graphen weist wie erwartet einen der Rotorfrequenz entgegengesetzten Verlauf auf. Zur Beschleunigung des virtuellen Rotors wird Leistung aus dem Netz bezogen, um dem aus der Abschaltung der Elektrolyse resultierenden Leistungsüberschuss entgegenzuwirken. Die Energiebilanz für den dargestellten Zeitraum beträgt - 1,06 Wh. Die hier gezeigten Simulationsergebnisse wurden unter Verwendung der vorgestellten Standardparametrierung der VISMA erzeugt.



Mmech: 0 Nm J: 0.1 kgm² Td: 0.5 s kd: 1.0 Nm*s²/rad L: 0.024 H t_diff: 0.0001 s
 fr_min: 49.9771 Hz fr_max: 49.9901 Hz fr(Endwert): 49.9817 Hz E: -1.055 Wh
 Datei: m_20180618_160811_Elektrolyse_TURNOFF

Abbildung 24: Netzstrom und Rotorfrequenz und Wirkleistung der VISMA zum Zeitpunkt der Abschaltung der Elektrolyse

Für den gezeigten Anwendungsfall ergibt sich aus der Wahl einer verdoppelten Dämpfungskonstante für die bezogene Energie ebenfalls eine Verdopplung auf etwa 2,12 Wh. Die erhöhte Dämpfung verringert das Ausmaß der Abweichung der Rotorfrequenz in beiden Richtungen, wie in Abbildung 25 zu sehen ist.

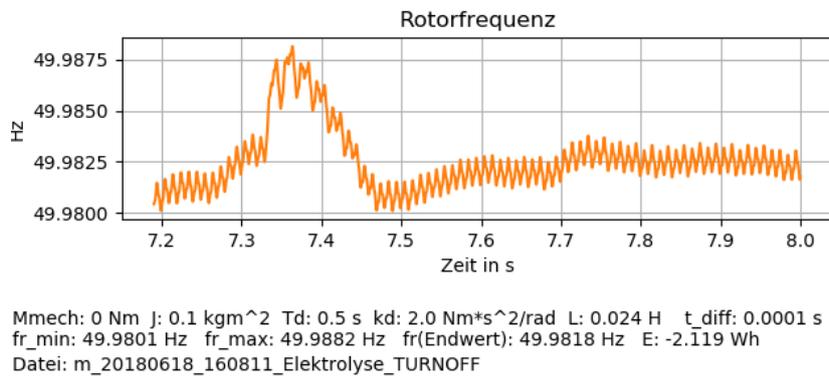


Abbildung 25: Rotorfrequenz der VISMA zum Zeitpunkt der Abschaltung der Elektrolyse bei verdoppelter Dämpfungskonstante

Der in Abbildung 16 sichtbare Einbruch des Leistungsbezuges der Elektrolyse am Ende des Drucktestes wurde ebenfalls hinsichtlich der Reaktion der VISMA untersucht.

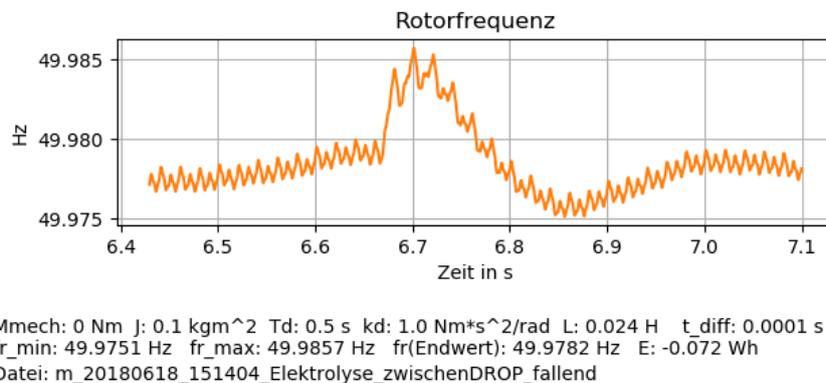


Abbildung 26: Verlauf Rotorfrequenz beim Abfallen des Leistungsbezuges der Elektrolyse nach Drucktest

Der Verlauf der Rotorfrequenz zeigt dabei unter Standardparametrierung der VISMA in Abbildung 26 eine geringere Bandbreite als im Fall der Abschaltung der Elektrolyse. Während bei letzterer die Differenz zwischen maximal und minimal auftretender Rotorfrequenz 13 mHz beträgt (siehe Abbildung 24), sind es im Fall in Abbildung 26 nur 10,6 mHz. Dementsprechend fällt bei identischer Parametrierung

das Ausmaß der aufgenommenen Energie nach dem Drucktest geringer aus. Im Schwingungsverlauf weisen beide Fälle eine übereinstimmende Grundcharakteristik auf.

Tabelle 4 zeigt die maximal auftretenden Gradienten der Rotorfrequenz für die untersuchten Ereignisse im jeweils gezeigten Zeitabschnitt. Die Fluktuation der gezeigten Rotorfrequenzen auf Grund der asymmetrischen Netzphasenbelastung weisen höhere Frequenzgradienten auf, als jene des untersuchten Schwingungsverhaltens. Daher wurde zur Bestimmung der in Tabelle 4 gezeigten Gradienten ein gleitender Mittelwert der Rotorfrequenz mit einer Breite von 20 ms betrachtet.

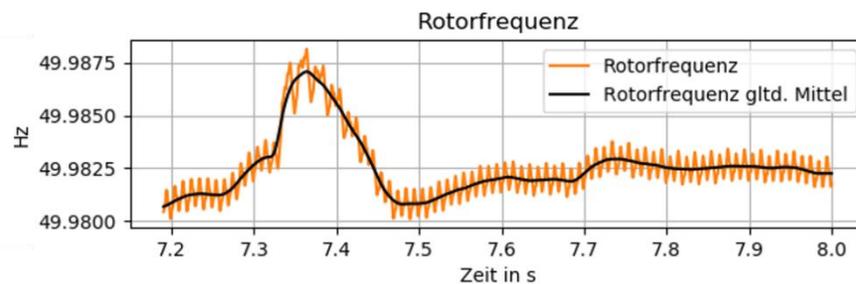


Abbildung 27: Rotorfrequenz und deren gleitender Mittelwert im Fall der Abschaltung der Elektrolyse

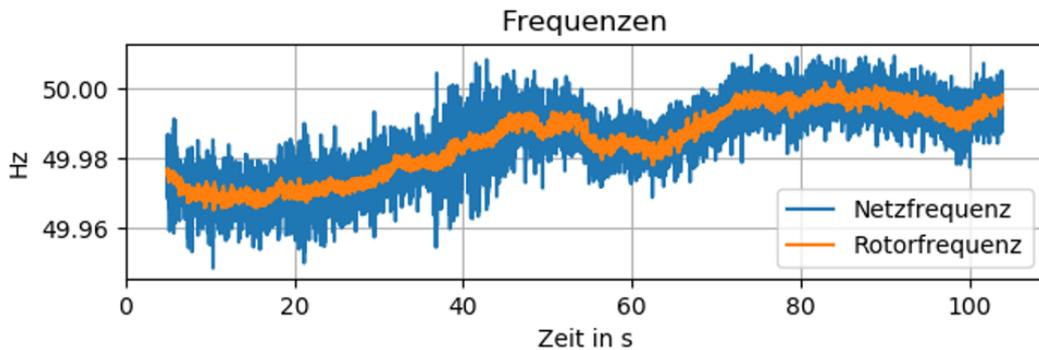
Abbildung 27 zeigt den Verlauf der Rotorfrequenz zur Abschaltung der Elektrolyse wie Abbildung 25, sowie deren gleitenden Mittelwert.

Da es sich bei beiden Ereignissen um einen Wirkleistungsüberschuss handelt, fallen die maximalen Frequenzgradienten erwartungsgemäß positiv aus. Die Relationen zwischen den Gradientenmaxima der einzelnen Fälle entsprechen denen der auftretenden Frequenzabweichungen und Energieaufwendungen. So fällt der maximale RoCoF im Fall der Abschaltung der Elektrolyse größer aus und wird im Fall beider Ereignisse durch eine gesteigerte Dämpfung verringert.

Tabelle 4: Maximal auftretende Frequenzgradienten (RoCoF) der untersuchten Fälle

Ereignis	Parametrierung	Maximaler RoCoF in Hz/s
Abschaltung der Elektrolyse	Standardwerte	0,2361
	doppelte Dämpfungskonstante k_d	0,212
Ende des Drucktests	Standardwerte	0,2295
	doppelte Dämpfungskonstante k_d	0,2103

Die vorgestellten Simulationsdurchläufe betrachten das Verhalten der VISMA auf ausgewählte Ereignisse in einem engen und hochaufgelösten Zeitfenster um diese. In Abbildung 28 wird darüber hinaus die Langzeitstabilität des im Betrieb befindlichen VISMA Algorithmus gezeigt. Die als Eingangsgrößen verwendeten Netzspannungen sind Teil einer Messung des Gebäudenetzes zur der mehrere Schaltvorgänge an der Ladestation des Elektroautos und des Aufzuges stattfanden. Diese Vorgänge haben jedoch keine merklichen Einflüsse auf die verwendeten Eingangsgrößen. Über eine Simulationsdauer von etwa 100 Sekunden sind die Rotorfrequenz und die Frequenz der eingelesenen Netzspannungsmessreihe dargestellt. Die Netzfrequenz wurde dafür, anders als in den vorhergegangenen Fällen, in einem Abschnitt des erstellten Python Scripts über eine einfache Bestimmung der Nulldurchgänge der ersten Phase der Netzspannungswerte periodenweise ermittelt. Wie bereits anhand Abbildung 23 beschrieben, folgt die Rotorfrequenz dem Grundverlauf des Netzes. Dieses Verhalten bleibt über die Gesamtheit des betrachteten Zeitraums konstant. Es kann also von einem stabilen Langzeitverhalten des Algorithmus ausgegangen werden, der für eine live-Einbindung der VISMA unabdinglich ist. Über Parametrierung der VISMA kann wiederum die Flexibilität der Rotorfrequenz skaliert werden. Abbildung 28 zeigt den Verlauf unter Verwendung der Standardparameter. Der formulierte Netto-Energiebetrag für den betrachteten Zeitraum beträgt etwa -12,3 Wh.



Mmech: 0 Nm J: 0.1 kgm² Td: 0.5 s kd: 1.0 Nm*s²/rad L: 0.024 H t_diff: 0.0001 s
 fr_min: 49.9652 Hz fr_max: 50.0018 Hz fr(Endwert): 49.997 Hz E: -12.262 Wh
 Datei: m_20180816_114254_langzeitstab

Abbildung 28: Langzeitstabilität des VISMA Algorithmus über eine Dauer von 100 Sekunden

Die Laufzeitmessung der Simulation dient zur Einschätzung der Eignung des Algorithmus zur Anwendung im live-Betrieb und soll zeigen ob dessen Verzögerung durch die auftretenden Berechnungsdauern zu erwarten ist.

Mit einer einfachen Differenzbildung unter Verwendung der `time.time()`-Funktion in *Python* wurde die Laufzeit der pro Zeitschritt durchgeführten Berechnungen des VISMA Algorithmus bestimmt. Betrachtet wurden dabei lediglich die Durchläufe des simulativen Maschinenmodells. Das Einlesen und Aufbereiten der Eingangsgrößen, sowie die analytische Verarbeitung, Visualisierung und Archivierung der Zwischen- und Endergebnisse wurden dabei nicht betrachtet, da sie in der vorliegenden Form nicht in einem live-Betrieb zum Einsatz kommen. Die Messungen lieferten für alle untersuchten Szenarien, egal ob unter Verwendung synthetischer oder realer Eingangsdaten, in der Regel keine Laufzeiten von detektierbarer Größe. Für einen live-Betrieb sind demnach vor allem die Schnittstellen-Laufzeiten entscheidend, welche in der Kommunikation zwischen dem Algorithmus und Messgerät, sowie Wechselrichter des BSS auftreten.

6 Diskussion der Ergebnisse

Im ersten Teil der Arbeit wurde das abc-Maschinenmodell von Chen (2016) vorgestellt und in Form eines Python Scripts umgesetzt. Der VISMA Algorithmus wurde für die Verarbeitung von Netzspannungsmessreihen als diskrete Simulation realisiert. Für eine theoretische Einbindung des Algorithmus in eine VISMA im Gebäudenetz wurde eine Parametrierung dessen, unter Berücksichtigung der elektrischen Kennwerte des lokalen Batteriespeichersystems, vorgenommen. Zum Schutz des BSS und der Gewährleistung einer durchgehenden Betriebssicherheit der VISMA wurde eine konservative Parametrierung gewählt, die auch bei starken Netzfrequenzabweichungen beibehalten werden kann. Daraus resultiert ein verringertes Wirkvermögen der VISMA.

Im zweiten Teil der Arbeit wurde der entwickelte Algorithmus im Hinblick auf seine Wirkungsweise im Sinne der Frequenzhaltung des Stromnetzes entsprechend der Momentanreserve untersucht. Zur Untersuchung der Funktionstüchtigkeit und Wirkungsweise des Algorithmus wurde dieser im Python Script in eine Analyseumgebung eingebettet. Unter Generierung synthetischer Eingangsspannungsverläufe und Netzereignisse konnte das transiente Schwingungsverhalten der VISMA untersucht werden. Der Einfluss der Stellparameter und die daraus resultierende Modellierbarkeit der Simulation konnte veranschaulicht und nachvollzogen werden.

Im weiteren Verlauf galt es, die Reaktion der VISMA auf reale Netzspannungen zu untersuchen. Dafür wurden im lokalen Netz dreiphasige Spannungsmessungen durchgeführt. Zum Zeitpunkt einiger Messungen wurden Ein- und Abschaltvorgänge von Verbrauchsanlagen vor Ort, in erster Linie der Elektrolyse-Anlage, durchgeführt, um Wirkleistungsgradienten im Netz zu erzeugen und aufzunehmen. Unter Verwendung der gespeicherten Messwerte als Eingangsgrößen der VISMA konnte zunächst der Synchronisationsvorgang der simulierten Rotorfrequenz mit der Netzfrequenz beobachtet werden. Das Schwingungsverhalten entsprach dabei dem

erwarteten Verlauf wobei die zeitliche Asynchronität von Netz- und Polradspannung zu hohen Amplituden der Synchronisationsschwingung führte. Nach einem erfolgreichen Synchronisationsvorgang konnten den Erwartungen grundsätzlich entsprechende Schwingungsreaktionen auf die erzeugten Wirkleistungsgradienten beobachtet werden. Auf Grund der unzähligen nicht beeinflussbaren Vorgänge im gemessenen realen Stromnetz und der Asynchronität der Netzphasen fallen die daraus generierten Simulationsgrößen unstetiger aus als im synthetischen Anwendungsfall. Trotzdem konnten die Reaktionen auf verschiedene Netzereignisse und unter verschiedenen Parametrierungen differenziert verglichen werden. Die Relationen von simulierten Berechnungsgrößen wie maximaler Frequenzgradienten und Nettoenergiemengen haben eine plausible Skalierung der Reaktion der VISMA entsprechend der Ausgangsparameter und dem Ausmaß des jeweiligen Netzereignisses gezeigt.

Die gezeigte Langzeitstabilität und die geringen Laufzeiten des Algorithmus lassen darauf schließen, dass die Anwendung des Modells in einem realen live-Betrieb erfolgreich realisiert werden kann.

Durch den isolierten Betrieb des VISMA Algorithmus in dieser Arbeit ohne die Anwendung der formulierten Ausgangsgrößen auf ein reales oder simuliertes Netz können keine finalen Aussagen über die Netzdienlichkeit und –Einwirkungen des Modells getroffen werden. Bei der gewählten Parametrierung ist im Fall einer realisierten Umsetzung der formulierten Einspeisevorgaben mit dem hauseigenen BSS für die hier betrachteten Netzereignisse und Reaktionen des Algorithmus lediglich sehr geringe Einwirkung auf das lokale Stromnetz zu erwarten.

7 Ausblick

In dieser Arbeit wurde der vorgestellte VISMA Algorithmus in einer isolierten Umgebung implementiert und in dieser auf sein Verhalten im Sinne der frequenzhaltenden Momentanreserve untersucht. Durch die Reproduzierung plausibler Schwingungsantworten des VISMA Algorithmus sowohl unter synthetischen, als auch realen Eingangsgrößen, konnte dessen Eignung zur Momentanreserveerbringung in einer realen Anwendung mit dem lokalen BSS bestätigt werden.

In einer weitergehenden Auseinandersetzung mit dem Thema sollten der Algorithmus und die gewonnenen Erkenntnisse genutzt werden, um eine entsprechende netzdienliche Wirkung anhand einer Beeinflussung eines Netzes zu validieren. Das ist entweder durch die Einbindung des Algorithmus in einer realen und gesamtheitlichen VISMA am Stromnetz zu realisieren, oder durch die Simulation eines gekoppelten Netzes. Ersteres kann durch die Umsetzung des Algorithmus in der Ansteuerung des lokalen BSS erfolgen. Dafür ist eine Anpassung des entwickelten Python Scripts nötig, welche eine Kommunikation mit den anderen hardware-Komponenten der VISMA ermöglicht. Dabei sind neben einer grundsätzlichen Stabilität der Kommunikation vor allem die auftretenden Lauf- und Latenzzeiten entscheidend. Diese bestimmen die Netzdienlichkeit eines solchen live-Betriebes der VISMA maßgeblich. Beim Auftreten von zu starken Verzögerungen kann es nicht nur zu einem Verlust der frequenzstabilisierenden Wirkung kommen, sondern gar zu einer Schwingungsreaktion, welche der Trägheit des Netzes entgegenwirkt und damit die Frequenzstabilität negativ beeinflusst. Die Untersuchung der Laufzeiten ist also ein wichtiger Schritt für die Weiterentwicklung der VISMA.

Durch eine reale Umsetzung der Einspeisevorgaben der VISMA steht die Messung des Netzes am Anschlusspunkt des BSS nicht nur als Eingangsgröße, sondern auch als Ausgangsgröße zur Verfügung. Durch eine reale Umsetzung der Einspeisevorgaben der VISMA durch das BSS kann durch Betrachtung der Kenngrößen des Netzes die

entsprechende Einwirkung auf diese untersucht werden. Auf Grund des marginalen Verhältnisses der Parametrierten VISMA zur Netzlast ist jedoch davon auszugehen, dass diese Einwirkung im Netz nicht nachweisbar ist.

Für eine derartige anschauliche Untersuchung der Einwirkung auf das Netz eignet sich die zweite der vorgestellten Weiterentwicklungen in Form eines simulierten Netzes. Die Simulation eines Netzmodells, wie von Franz (2018) oder Meißner (2017) entwickelt, ermöglicht eine flexible Gestaltung der Leistungsverhältnisse. Über die Skalierung der Bemessungsgrößen von Netz und VISMA kann dann die Netzeinwirkung für verschiedene Szenarien simuliert und untersucht werden. So kann zum Beispiel mit Hilfe eines kleinen Inselnetzes zunächst die grundsätzliche Beeinflussung der Netzparameter betrachtet und die Netzdienlichkeit des Algorithmus analysiert werden. Außerdem kann in einem Netz mit zwei, wie in Chen (2016, Kapitel 4), oder mehr VISMA Anlagen die sich daraus ergebende Dynamik des Netzes und gegenseitige Beeinflussung der Anlagen untersucht werden.

Zur Erlangung einer aussagekräftigen Analyse der Netzdienlichkeit des implementierten Algorithmus sollten beide vorgestellte Weiterentwicklungen umgesetzt und kombiniert werden. Die gewonnenen Erkenntnisse über die Laufzeiten eines realen VISMA Systems im Zuge der ersten Weiterentwicklung können dann in der Einflussnahme auf ein simuliertes Netz berücksichtigt werden. Im Sinne eines generellen Vorantreibens des Konzeptes der Momentanreserveerbringung mit einer VISMA muss zukünftig über ein Marktmodell für Momentanreserve nachgedacht werden. Auf Grund der gegenwärtigen Systemimmanenz der Momentanreserve, wird diese nicht vergütet, wodurch Anreize für ein Vordringen neuer Erbringungsansätze wie der VISMA fehlen. Die DENA geht davon aus, dass im Normalbetrieb des europäischen Verbundnetzes auch im Jahr 2035 noch in allen Stunden des Jahres genug Momentanreserve für die Beherrschung des auslegungsrelevanten Störfalles vorhanden ist. Bei einem System-Split durch ungeplante Inselnetzbildung, in denen exportierende Bereiche von importierenden im Verbundnetz getrennt werden (Nord-Süd EU Aufteilung mit hohem Export im Norden (WEA) und Import im Süden), führt die Überproduktion im Norden und das Leistungsdefizit im Süden zu höheren

Frequenzgradienten, was zu einem zusätzlichen Bedarf an Momentanreserve führt (DENA 2016, S. 9-10). Auch wenn ein System-Split ein äußerst seltenes Szenario ist, ist vor allem bei dessen Auftreten die frequenzstützende Wirkung der Momentanreserve in den entstandenen Teilnetzen für eine Eindämmung und Überwindung des Störfalls äußerst wichtig. Deshalb ist eine dezentrale Verfügbarkeit von Momentanreserve empfehlenswert. In einem Netz mit stark wachsendem EE-Anteil aus umrichterbasierten Erzeugern stellt die VISMA dafür einen konstruktiven Ansatz dar. Dabei ist diese nicht als neu zu errichtendes Gesamtsystem mit einem eigens dafür vorgehaltenen Batteriespeicher zu verstehen. Denn die Speicherung von Energie in Batteriespeichern ist und kann auch für Zukunftsszenarien als kostenintensiv beschrieben werden. Zwei Eigenschaften des VISMA Algorithmus lassen daher eine andere Umsetzung dieser Technik sinnvoll erscheinen. Die erste Eigenschaft findet sich in den gezeigten, gering auftretenden Energiemengen im Falle der Skalierung auf das lokale BSS des Technologiezentrums. Dadurch ist davon auszugehen, dass der Betrieb des Speichers als Gleichspannungsquelle der VISMA keinen gravierenden Einfluss auf dessen Ladezustand hat. Die zweite Eigenschaft stellen der relativ geringe Rechenaufwand und die autarke Regelungsweise des Algorithmus dar. Das bedeutet, dass er ohne eine zentrale Überwachung und Betriebsführung auf lokale Netzereignisse reagieren kann. Daher scheint der Algorithmus geeignet, um in Form einer Nachrüstung als Ansteuerung für Wechselrichter bestehender dezentraler Gleichspannungsquellen eingesetzt zu werden. Die individuelle Skalierung schützt die jeweilige Gleichspannungsquelle vor unerwünscht großen Leistungsabrufungen und der Vorhaltung entsprechender Energiemengen, während die Autarkie und der geringe Bedarf an Rechenleistung des Algorithmus eine Art loses Pooling einer Vielzahl von Anlagen ermöglichen. Es kann also die Trägheit des Netzes durch viele kleine VISMA Anlagen ohne erforderliche Kommunikation der Anlagen untereinander erfolgen. Deshalb sollte das Konzept der virtuellen Synchronmaschine auch zukünftig erforscht und weiterentwickelt werden.

8 Literaturverzeichnis

- Chen 2016 Chen, Y: Virtuelle Synchronmaschine (VISMA) zur Erbringung von Systemdienstleistungen in verschiedenen Netzbetriebsarten, Cuiviller Verlag, Göttingen, 2016
- Crastan 2015 Crastan, V: Elektrische Energieversorgung 1 Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik 4. Auflage, Springer Vieweg, Berlin, 2015
- DENA 2014 Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Endbericht, Berlin, 2014, URL: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf
- DENA 2016 Deutsche Energie-Agentur GmbH: Analyse: Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030. Endbericht, Berlin, 2016
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber 2014
50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW: Auswirkung reduzierter Schwungmassen auf einen stabilen Netzbetrieb, 2014
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber
50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW: Markt für Regelleistung in Deutschland, URL: <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-information>
- EEG 2017 Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 14. November 2018 (BGBl. I S. 1850) geändert worden ist, URL:

- https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html#BJNR106610014BJNE000104118
- ENTSO-E 2009 European Network of Transmission System Operators for Electricity: Continental Europe Operation Handbook, 2009
- ENTSO-E 2015 ENTSO-E: ENTSO-E at a glance. Reliable. Sustainable. Connected., URL: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/entsoe_at_a_glance_2015_web.pdf
- ENTSO-E 2017 ENTSO-E: Electricity in Europe 2016 – synthetic overview of electric system consumption generation and exchanges in the ENTSO-E area, 2017, URL: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/electricity_in_europe/entsoe_electricity_in_europe_2016_web.pdf
- ENTSO-E 2018 ENTSO-E: Who is ENTSO-E?, URL: <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/#who-is-entso-e->
- Europäisches Parlament 2009
Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=celex%3A32009L0072>
- FNN VDE 2012 Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation. Technischer Hinweis, Bild 2, S. 8, Berlin, 2012

- Franz 2018 Franz, J: Development of a Concept for Supplying System Inertia by Battery Energy Storage Systems in Northern Germany – Master Thesis, Fachhochschule Kiel, Kiel, 2018
- Fraunhofer ISE 2018
Burger, B, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Stromerzeugung in Deutschland im ersten Halbjahr 2018, Freiburg, 11.07.2018, URL: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/daten-zu-erneuerbaren-energien/ISE_Stromerzeugung_2018_Halbjahr.pdf
- Hanschin 2011 Hanschin, E: Elektrische Energieübertragungssysteme Ib Kurseinheit 08/09, Fernuniversität in Hagen, Hagen, 2011
- Heuck 2010 Heuck, K, Dettman, K-D, Schulz, D: Elektrische Energieversorgung – Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. 8. Auflage, Springer Vieweg, 2010
- INA 2016 Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH: Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2016
- ITM Power 2015 ITM Power (Trading) Ltd: HPac Hydrogen Gas Generator with Dryer - User Manual, Sheffield, 2015
- Jochheim 2012 Jochheim: Digitale Regelungstechnik – KE3: Diskretisierung und Regelentwurf I, FernUniversität in Hagen, Hagen, 2012
- Meißner 2017 Meißner, A: Modellierung eines Drei-Knoten-Niederspannungsnetzes mit angeschlossenem Batteriespeicher zur Analyse transientser Leistungs- und Spannungsverläufe – Masterthesis, HAW Hamburg, Hamburg, 2017
- Mezger 2007 Mezger, T: Technische Bewertung der Bereitstellung von Sekundärregelleistung mit Mikro-KWK-Anlagen, Technische Universität München, München, 2007

- Mühl 2017 Mühl, T: Elektrische Messtechnik: Grundlagen, Messverfahren, Anwendungen, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2017
- Next Kraftwerke 2018
Next Kraftwerke GmbH, Was ist Regelenergie? [Online], 2018, URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>
- Noll, Rehtanz & Greve 2016
Noll, T, Greve, M, Rehtanz, C: Sicherer Systembetrieb bei geringer rotierender Schwungmasse Lösungen für Grossstörungen des europäischen Verbundsystems, Bulletin SEV/VSE, vol. 9/2016, 2016
- Oeding & Oswald 2016
Oeding, D, Oswald, B: Elektrische Kraftwerke und Netze 8. Auflage, Springer Vieweg, Berlin, 2016
- Schwab 2017 Schwab, A, 2017, Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg
- Torres 2017 Torres, M: Time Response Analysis – Battery and Inverter System: VU-CAB52 and BAT50, HAW Hamburg, Hamburg, 2017
- VDN 2007 Verband der Netzbetreiber: TransmissionCode 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber Version 1.1, 2007
- Zahoransky 2010 Zahoransky, R & Allelein, H, 2010, Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung; Kompaktwissen für Studium und Beruf, Vieweg + Teubner, Wiesbaden

9 Anhang

Anhang A: Aufgesetzte Funktionen des VISMA Algorithmus

```
''''Funktionen des VISMA-Algorithmus''''  
  
# Bestimmung der Statorstromänderung  
def func_deltaI(Us, Rs, Is, Es, Ls):  
    global deltaI_proZeit  
    deltaI_proZeit = ((Us * -1.0) - Rs * Is + Es) * (1.0 / Ls)  
    return deltaI_proZeit  
  
# Integrationsfunktion, die ihren Eingangswert über die Zeitdifferenz  
# der Messung integriert und auf den Ausgangswert der Vorrunde addiert  
def discrete_integration(rein,raus):  
    raus += rein*t_diff  
    return raus  
  
# Verwendung der Integrationsfunktion zur Integration der dreiphasigen  
# Stromänderung für die I-Ausgangswerte des VISMA-A  
def Strom_Integral():  
    global Is  
    Is[0] = round(discrete_integration(deltaI_proZeit[0], Is[0]),rdg_I)  
    Is[1] = round(discrete_integration(deltaI_proZeit[1], Is[1]),rdg_I)  
    Is[2] = round(discrete_integration(deltaI_proZeit[2], Is[2]),rdg_I)  
    Iss.append(np.array([Is[0],Is[1],Is[2]]))  
  
    return Is  
  
# Skalarprodukt (numpy dot-Funktion)aus dreiphasiger Polradspannung  
# und Statorstrom zur Generierung der momentanen elektrischen Leistung Pel  
def mom_Pel(Is, Es):  
    global Pel  
    Pel = round(np.dot(Es, Is),5)  
    # Pel = np.dot(Es, Is)  
    return Pel  
  
# Drehmoment  
def Drehmoment_el(Pel, wr_n):  
    global Mel  
    Mel = Pel / wr_n  
    return Mel
```

```
# Bestimmung der Winkelgeschwindigkeit
def discrete_wr():
    global wr_n
    wr_n += (Mmech-Mel-Md_n)*(1/J)*t_diff
    # wr_n = round(wr_n,6)
    return wr_n

# Integration der Winkelgeschwindigkeit
# wr => Rotorwinkel  $\theta$  (hier "winkel")
def discrete_Rotorwinkel(winkel):
    winkel = discrete_integriation(wr_n,winkel)
    return winkel

# Berechnung der dreiphasigen Momentanwerte der Polradspannung
# aus dem Rotorwinkel  $\theta$  und der gewählten virtuellen Erregung Ep
def func_Es():
    global Es
    Es = np.round_(np.array([
        Ep * np.sin(winkel),
        Ep * np.sin(winkel - (2.0 * np.pi / 3.0)),
        Ep * np.sin(winkel + (2.0 * np.pi / 3.0))
    ]),rdg_E)
    return Es
```

Anhang B: Generierung der synthetischen Eingangsspannungen

```
'''Generierung des Netzspannungssignals für den Eingang der VISMA'''

# Wahl der Ausmaße und Zeitpunkte der Frequenzänderungen
fn = 50.0
fn1 = 49.5
fn2 = fn
fn3 = fn

t_diff = round(0.0001,4)
t_sprung1 = 1
t_sprung2 = 2.5
t_sprung3 = 4
ende = 5

for n in range(0, int(ende/t_diff+1)):
    if n == 0:

        winkel = 0.0
        # Us = Es # bei synchronem Verlauf von Netzspannung und Polradspannung unter
        # Annahme einer Identischen Amplitude keine Statorströme, da Diff aus Es und Us = 0
        Us = np.round_(np.array([
            Ep * np.sin(2 * fn * np.pi * t_now),
            Ep * np.sin(2 * fn * np.pi * t_now - 2 * np.pi / 3),
            Ep * np.sin(2 * fn * np.pi * t_now + 2 * np.pi / 3)]),rdg_U)
        fns.append(fn)

    elif n >= t_sprung1/t_diff and n < t_sprung2/t_diff and n < t_sprung3/t_diff:
        # Verschiebung der neuen Schwingung zum passenden Übergang aus der Grundschiwingung
        s1 = fn * 2 * np.pi * t_sprung1
        # d = -3
        # für Frequenzrampe mit konstanter Steigung d (= delta f von + d Hz/min):
        # fn3 += (d/60)*0.0001
        Us = np.round_(Ep * np.array([
            np.sin(fn1 * 2 * np.pi * (t_now - t_sprung1) + s1),
            np.sin(fn1 * 2 * np.pi * (t_now - t_sprung1) + s1 - 2 * np.pi / 3),
            np.sin(fn1 * 2 * np.pi * (t_now - t_sprung1) + s1 + 2 * np.pi / 3)]),rdg_U)
        fns.append(fn1)

    elif n >= t_sprung2/t_diff and n < t_sprung3/t_diff:
        # Verschiebung der neuen Schwingung zum Übergang aus der Schwingung nach Sprung 1
        s2 = fn1 * 2 * np.pi * (t_sprung2 - t_sprung1) + fn * 2 * np.pi * t_sprung1
        # d= -5
        # für Frequenzrampe mit konstanter Steigung d (= delta f von + d Hz/min):
        # fn3 += (d/60)*0.0001
        Us = np.round_(Ep * np.array([
            np.sin(fn2 * 2 * np.pi * (t_now - t_sprung2) + s2),
            np.sin(fn2 * 2 * np.pi * (t_now - t_sprung2) + s2 - 2 * np.pi / 3),
            np.sin(fn2 * 2 * np.pi * (t_now - t_sprung2) + s2 + 2 * np.pi / 3)]),rdg_U)
        fns.append(fn2)
```

```
elif n >= t_sprung3/t_diff:

    s3 = fn2 * 2 * np.pi * (t_sprung2 - t_sprung3) + fn1 * 2 * np.pi * (t_sprung2 - t_sprung1)\
        + fn * 2 * np.pi * t_sprung1
    # d= -5
    # für Frequenzrampe mit konstanter Steigung d (= delta f von + d Hz/min):
    # fn3 += (d/60)*0.0001
    Us = np.round_(Ep * np.array([
        np.sin(fn3 * 2 * np.pi * (t_now - t_sprung3) + s3),
        np.sin(fn3 * 2 * np.pi * (t_now - t_sprung3) + s3 - 2 * np.pi / 3),
        np.sin(fn3 * 2 * np.pi * (t_now - t_sprung3) + s3 + 2 * np.pi / 3)]),rdg_U)
    fns.append(fn3)
else:
    Us = np.round_(Ep * np.array([
        np.sin(2 * fn * np.pi * t_now),
        np.sin(2 * fn * np.pi * t_now - 2 * np.pi / 3),
        np.sin(2 * fn * np.pi * t_now + 2 * np.pi / 3)]),rdg_U)
    fns.append(fn)
```

Anhang C: Einlesen und Aufbereitung der Messdaten

```
''''Import der Messdaten (aus CSV-Datei)'''

# Wahl der einzulesenden CSV-Dateien für Spannung und Strom:
# datei = "m_20180816_114254_langzeitstab" # ohne .csv
# datei = "m_20180816_114254_charge_STOPP_charge" # ohne .csv
# datei = "m_20180618_151404_Elektrolyse_zwischenDROP_fallend" # ohne .csv
# strom_datei = "m_20180618_151404_Elektrolyse_zwischenDROP_fallend_CURRENTS"
datei = "m_20180618_160811_Elektrolyse_TURNOFF" # ohne .csv
strom_datei = "m_20180618_160811_Elektrolyse_TURNOFF_CURRENTS"

# Liegt eine CSV-Datei mit Strommessungen aus dem Netz vor?
Stromdatei = True
# Liegt eine CSV-Datei mit der Frequenz der Netzspannung vor?
Frequenzdatei = True

# Einlesen der Messdaten in Listen
mess_vals = pd.read_csv('C:/Users/wolfa/Documents/Git/VISMA/'
                        'sample_data/Messung DEWE 1806 Elektrolyse/'
                        +str(datei)+'.csv', delimiter=';').values.tolist()
if Stromdatei == True:
    mess_vals_currents = pd.read_csv('C:/Users/wolfa/Documents/Git/VISMA/sample_data/'
                                     'Messung DEWE 1806 Elektrolyse/'
                                     +str(strom_datei)
                                     +'.csv', delimiter=';').values.tolist()

t_Unetz = []
t_diffs=[0.0001]
t_diff=0.0001
t_now_netz=[0]
Uss_r=[] # vom DEWE erfasste eingelesene Eingangsspannung (drei Phasen)
Uss_r_L1=[] # erste Phase der Eingangsspannung
Iss_netz=[] # vom DEWE erfasste Netzstromwerte (falls vorhanden)
Iss_netz_L1=[] # erste Phase des im Netz gemessenen Stroms
Summe_Ussr=[] # Summe der drei Phasen der Eingangsspannungswerte
Unetz_L1=[] # ideale Netzspannung erste Phase
U_neutral=[]
Ueff_L1=[] # Effektivwert der Eingangsspannung der ersten Phase
f_netz=[] # Netzfrequenz der Eingangsspannung (ermittelt pro Halb-Periode)
f_netz_Raul=[] # Netzfrequenz der Eingangsspannung (Besitmtt von Dr.-Ing. Igual))
Ueff_L1_temp = 325/np.sqrt(2) # Startwert für U-effektiv der ersten Periode

# Sortierung der Messdaten in Dreiphasen-Arrays:
for n in range(0,len(mess_vals)):

    t_Unetz.append(mess_vals[n].pop(0))

    if Stromdatei == True:
        mess_vals_currents[n].pop(0)
        for i in range(0,len(mess_vals[n])):
```

```
# nur drei Phasen des Stroms werden aufgenommen (N wird außer Acht gelassen):
if i >= 3:
    continue

if Stromdatei==True: # Aufnahme der Strommesswerte, falls vorhanden
    mess_vals_currents[n][i] = float(str(mess_vals_currents[n][i])
                                     .replace('.', '[DOT]', 1)
                                     .replace('.', '' ).replace('[DOT]', '.'))
U_neutral.append(round(mess_vals[n].pop(),rdg_U))
if n != 0:
    t_diffs.append(round(t_Unetz[n]-t_Unetz[n-1],4))
    t_now_netz.append(round(t_diff+t_now_netz[n-1],4))
Unetz_L1.append(325*np.sin(2*50.0*np.pi*t_now_netz[n]))
Uss_r.append(np.round(np.array(mess_vals[n]),rdg_U))
Uss_r_L1.append(round(mess_vals[n][0],rdg_U))

if Stromdatei == True:
    Iss_netz.append(np.round(np.array(mess_vals_currents[n]), rdg_I))
    Iss_netz_L1.append(round(mess_vals_currents[n][0], rdg_I))

Summe_Ussr.append(np.sum(Uss_r[n]))

''''Generierung der Effektivwerte der Wechselspannung der ersten Netzphase'''
for n in range(0,len(Uss_r)):
    if n<=100:
        Ueff_L1.append(max(Uss_r_L1[:200])/np.sqrt(2))
        # für die erste Halb-Periode ergeben sich die Ueff-Werte auf Grundlage
        # der Amplitude der ersten Periode
    elif n >= len(Uss_r)-100:
        Ueff_L1.append(max(Uss_r_L1[(n-200):(n+100)])/np.sqrt(2))
    else:
        Ueff_L1.append(max(Uss_r_L1[(n-100):(n+100)])/np.sqrt(2))
        # ab der ersten Halb-Periode ergeben sich die Ueff_Werte auf Grundlage
        # der Ampl. einer symmetrisch um n gelegten Periode (50 Hz)
```

Anhang D: Ausschnitt aus einer vom Script erstellten CSV-Datei

row [s]	Poltadspannungen E [V]	Netzspannungen U [V]	u auf neutral [V]	Diff E - U [V]	Wirkleistung Pel [W]	elek. Drehmoment Mel [Nm]	Dampfungs- moment Md [Nm]	Rotordfrequenz wr [rad/s]	Statorströme I [A]	laufzeit [s]
0.0	[0. -281.4583 281.4583]	[-290.9617 279.6595 15.8961]	0.0055	[-290.9617 561.1178 -265.5622]	969.4831	3.086	-0.0062	314.1562	[1.2123 -2.338 1.1065]	0.0
0.0001	[10.2084 -286.4236 276.2152]	[-295.4059 272.9363 27.4642]	0.0064	[-305.6143 559.3599 -248.7511]	1953.2888	62.175	-0.0186	314.15	[2.4842 -4.6657 2.1416]	0.0
0.0002	[20.4065 -291.1061 270.6996]	[-299.1493 266.2888 38.1024]	0.0064	[-319.5558 557.9949 -232.5972]	2951.7534	9.396	-0.0373	314.1406	[3.8126 -6.9823 3.1081]	0.0
0.0003	[30.5842 -295.5013 264.9171]	[-302.5448 259.3532 47.6692]	0.0062	[-333.129 554.8545 -217.2479]	3954.9484	126.216	-0.0625	314.128	[5.1959 -9.2855 4.0094]	0.0
0.0004	[40.7313 -299.6047 258.8734]	[-305.738 252.0962 58.0451]	0.0057	[-346.4693 551.7009 -200.8283]	4990.634	158.873	-0.0941	314.1122	[6.633 -11.5726 4.8412]	0.0
0.0005	[50.8377 -303.4124 252.5747]	[-308.7854 244.5288 68.7561]	0.0064	[-359.6231 547.9412 -183.8191]	6022.2476	191.882	-0.1323	314.0931	[8.1231 -13.8412 5.6011]	0.0
0.0006	[60.8933 -306.9204 246.0271]	[-311.5489 237.1159 78.6595]	0.006	[-372.4422 544.0363 -167.3876]	7074.9652	225.251	-0.177	314.0707	[9.6648 -16.0907 6.2915]	0.0
0.0007	[70.8882 -310.1255 239.2374]	[-313.5664 229.7492 87.8513]	0.0057	[-384.4546 539.8747 -151.3861]	8133.5316	258.971	-0.2284	314.045	[11.2546 -18.3201 6.9144]	0.0
0.0008	[80.8123 -313.0245 232.2122]	[-314.7149 222.1189 97.0824]	0.0052	[-395.5272 535.1434 -135.1288]	9201.3578	292.995	-0.2865	314.0159	[12.8886 -20.527 7.4688]	0.0
0.0009	[90.6558 -315.6146 224.9588]	[-315.6385 214.1323 106.5516]	0.0057	[-406.2943 529.7469 -118.4072]	1027.6656	327.265	-0.3513	313.9835	[14.5654 -22.7086 7.9528]	0.0
0.001	[100.409 -317.8933 217.4843]	[-316.6409 205.6262 115.7515]	0.0055	[-417.0499 523.5195 -101.7328]	11358.0807	361.741	-0.4229	313.9476	[16.2849 -24.8615 8.3667]	0.0
0.0011	[110.062 -319.8583 209.7963]	[-317.5318 196.8007 124.7067]	0.0045	[-427.5938 516.659 -85.0896]	1244.4495	396.388	-0.5012	313.9084	[18.0462 -26.9832 8.7108]	0.0
0.0012	[119.6054 -321.508 201.9026]	[-318.1274 188.3049 133.3416]	0.005	[-437.7328 509.8129 -68.5611]	13555.513	431.193	-0.5863	313.8658	[19.8475 -29.0737 8.9866]	0.0
0.0013	[129.0297 -322.8407 193.8111]	[-318.6741 180.0091 141.6142]	0.0045	[-447.7038 502.8498 -52.1968]	14630.7707	466.147	-0.6783	313.8198	[21.6881 -31.1326 9.1919]	0.0
0.0014	[138.3255 -323.8553 185.5298]	[-319.2863 171.7219 150.5761]	0.0048	[-457.6118 495.5772 -34.9537]	15728.8717	501.207	-0.777	313.7703	[23.5677 -33.1586 9.3261]	0.0
0.0015	[147.4837 -324.5509 177.0672]	[-319.7143 163.4881 159.8628]	0.0041	[-467.198 488.039 -17.2044]	16828.7367	536.339	-0.8825	313.7175	[25.4849 -35.1506 9.3861]	0.0
0.0016	[156.4952 -324.9269 168.4317]	[-320.0755 155.1714 167.9409]	0.0045	[-476.5707 480.0983 -0.4908]	17930.4185	571.547	-0.9949	313.6612	[27.4388 -37.1071 9.3764]	0.0
0.0017	[165.3511 -324.9832 159.6321]	[-320.5004 145.9277 176.2531]	0.005	[-485.8515 470.9109 16.6212]	19031.6996	606.676	-1.114	313.6015	[29.4289 -39.0228 9.2954]	0.0
0.0018	[174.0427 -324.7199 150.6772]	[-320.6949 136.8313 184.6961]	0.0038	[-494.7376 461.5512 34.0188]	20131.8777	641.957	-1.2399	313.5384	[31.4535 -40.8972 9.142]	0.0
0.0019	[182.5615 -324.1374 141.5759]	[-320.7943 128.3669 192.5831]	0.006	[-503.2958 452.5043 51.0074]	21231.3061	677.152	-1.3726	313.472	[33.5112 -42.7315 8.9181]	0.0
0.002	[190.899 -323.2365 132.3375]	[-320.4763 120.1692 199.9929]	0.0048	[-511.3753 443.4057 67.6554]	22329.7144	712.335	-1.512	313.4021	[35.6 -44.5256 8.6251]	0.0
0.0021	[199.0472 -322.0183 122.9711]	[-320.0943 110.8847 207.8688]	0.0043	[-519.1415 432.303 84.8987]	23424.5627	747.428	-1.6581	313.3289	[37.7186 -46.2737 8.2605]	0.0
0.0022	[206.9981 -320.4843 113.4862]	[-319.2637 100.4112 217.0881]	0.005	[-526.2618 420.8955 103.6018]	24512.6092	782.328	-1.8109	313.2523	[39.8642 -47.9696 7.8185]	0.0
0.0023	[214.7439 -318.6961 103.8922]	[-317.8499 89.8378 226.8584]	0.0048	[-532.5938 408.4739 122.9662]	25592.5235	816.994	-1.9703	313.1724	[42.0335 -49.6116 7.2964]	0.0

Versicherung über Selbstständigkeit

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe.

Hamburg, den _____