TECHNISCHE UNIVERSITÄT DARMSTADT

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

# Schlussbericht TU Darmstadt

**zum Vorhaben**

# OVANET 3.0:

## Frequenzstabilität im AC-DC-System

**FKZ: 03EI6092C**

**Zuwendungsempfänger:**

**Technische Universität Darmstadt (TUDa)**

Fachgebiet Elektrische Energieversorgung
unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5)
Landgraf-Georg-Str. 4
64283 Darmstadt
Tel.: 06151 – 16 24 662
Fax: 06151 – 16 24 665
E-Mail: jutta.hanson@tu-darmstadt.de
http://www.e5.tu-darmstadt.de

**Autor:** Siyuan Li

**Projektleitung:** Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson

**Berichtszeitraum:** 01.04.2023 – 31.03.2026

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

# Inhaltsverzeichnis

1.1 Aufgabenstellung ..... 1
1.2 Voraussetzungen ..... 2
1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens ..... 2
1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand zu Projektbeginn ..... 4
1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen ..... 5
2.1 Erzielte Ergebnisse ..... 6
2.1.1 Arbeitspaket 1.1: Topologien und Szenarien ..... 6
2.1.2 Arbeitspaket 2.4.1: Implementierung und Untersuchung trägheitsemulierender Umrichterregelungen ..... 7
2.1.3 Arbeitspaket 2.4.2: Analyse des Einflusses sinkender Momentanreserve auf die Frequenzstabilität ..... 13
2.1.4 Arbeitspaket 2.4.3: Auswirkungen trägheitsemulierender Umrichterregelungen und zusätzlicher DC-seitiger Energiespeicher auf die Frequenzstabilität ..... 15
2.1.5 Arbeitspaket 2.4.4: Auswirkungen Umrichterregelungen und Energiespeicher auf die bleibende Regelabweichung der Primärregelung ..... 23
2.2 Zusammenfassung zahlenmäßiger Nachweis ..... 25
2.3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit ..... 25
2.4 Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse ..... 25
2.5 Fortschritt auf dem Gebiet bei anderen Stellen ..... 26
2.6 Veröffentlichungen ..... 27

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Topologie des Studienmodells ..... 6
Abbildung 2: Average Value Model für den MMC-Umrichter [1] ..... 7
Abbildung 3: Regelungsstruktur des netzfolgenden Umrichters ..... 8
Abbildung 4: Regelungsstruktur des netzbildenden Umrichters ..... 9
Abbildung 5: Punktmodell Testbench für die Frequenzstützung des HGÜ-Umrichters ..... 9
Abbildung 6: Simulationsergebnisse der konstanten PQ-Regelung beim Punktmodell ..... 10
Abbildung 7: Simulationsergebnisse der GFL-Regelung mit Wirkleistungsdroop beim Punktmodell ..... 11
Abbildung 8: Simulationsergebnisse der GFM-Regelung beim Punktmodell ..... 12
Abbildung 9: Frequenzverlauf des Generators im Studienmodell mit dem Ausfall G8 (VSC mit der konstanten PQ-Regelung) ..... 13
Abbildung 10: COI-Frequenzverlauf des Studienmodells mit verschiedenen Trägheitszeitkonstanten ..... 15
Abbildung 11: Simulationsergebnisse des Studienmodells mit verschiedenen Umrichterregelungen ..... 16
Abbildung 12: Simulationsergebnisse des Studienmodells mit verschiedenen DC-Kapazitäten (links: VSC-Kapazität, rechts: DC-Kabelkapazität) ..... 18
Abbildung 13: Simulationsergebnisse des Studienmodells mit verschiedenen DC-Kapazitäten ..... 19
Abbildung 14: Frequenzmetriken des Studienmodells mit verschiedenen DC-Kapazitäten ..... 19
Abbildung 15: Struktur der DC-Droop-Regelung ..... 20
Abbildung 16: Simulationsergebnisse des Studienmodells mit verschiedenen DC-Regelungen ..... 20
Abbildung 17: Wirkleistungsaufteilung zwischen den HGÜ-Umrichtern mit verschiedenen Regelungen ..... 21
Abbildung 18: Wirkleistungsaufteilung zwischen den HGÜ-Umrichtern mit GFM DC-Droop-Regelung/Host-Client-Regelung ..... 22
Abbildung 19: Simulationsergebnisse des Studienmodells mit verschiedenen DC-Kapazitäten und Umrichterregelungen ..... 23

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Leistungsfluss des Studienmodells.....7

Tabelle 2: Vergleich der Frequenzstützung für die drei Umrichterbetriebsweisen.....11

Tabelle 3: Parameter des Studienmodells.....13

Tabelle 4: Frequenzverhalten des Studienmodells mit verschiedenen Trägheitszeitkonstanten.....14

Tabelle 5: Frequenzverhalten des Studienmodells mit verschiedenen Umrichterregelungen.....17

Tabelle 6: Zusammenfassung zahlenmäßiger Nachweis.....25

# 1 Kurze Darstellung

Die vorliegende Kurzdarstellung geht zunächst in Abschnitt 1.1 auf die Zielsetzung des Gesamtprojektes und des an der TU Darmstadt verantwortlichen Fachgebiets Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (FG E5) ein. In Abschnitt 1.2 werden die Voraussetzungen dargelegt, die das FG E5 mit in das Projekt einbringt. Planung und Ablauf des Vorhabens sind in Abschnitt 1.3 dargelegt, Abschnitt 1.4 geht auf den wissenschaftlichen und technischen Forschungsstand zu Projektbeginn ein. Die Beschreibung der Zusammenarbeit mit Projektpartnern in Abschnitt 1.5 bildet den Abschluss der Kurzdarstellung.

## 1.1 Aufgabenstellung

Der wachsende Anteil volatiler erneuerbarer Energien stellt das elektrische Übertragungsnetz vor zunehmende Herausforderungen. Da ergiebige Erzeugungsstandorte häufig weit von den Verbrauchszentren entfernt liegen, muss die elektrische Energie über große Distanzen übertragen werden. Dafür ist der Aufbau weiterer HGÜ-Verbindungen auf Basis selbstgeführter Umrichter (VSC-HGÜ) vorgesehen, die perspektivisch zu vernetzten Gleichstromstrukturen weiterentwickelt werden sollen [2]. Dadurch entsteht ein in das bestehende AC-Netz eingebettetes DC-Übertragungsnetz. Gleichzeitig sinkt mit der Verdrängung konventioneller Kraftwerke die im Netz wirksame Schwungmasse, da umrichterbasierte Erzeugungsanlagen keine inhärente Trägheit bereitstellen. Die abnehmende Momentanreserve führt zu höheren Frequenzgradienten und stellt eine wachsende Herausforderung für die Frequenzstabilität dar. Die Technische Anschlussregel Höchstspannung fordert entsprechend, dass Erzeugungsanlagen im gesamten Frequenzbereich von 47,5 Hz bis 51,5 Hz am Netz bleiben und Frequenzgradienten (RoCoF) bis ±2 Hz/s ohne Netztrennung durchfahren können [3]. Vor diesem Hintergrund ist eine systematische Untersuchung der Frequenzstabilität im künftigen hybriden AC-DC-Übertragungsnetz erforderlich.

In den Vorgängerprojekten OVANET und OVANET 2.0 wurden vom Fachgebiet E5 der TU Darmstadt bereits die statische sowie die dynamische Stabilität, im Hinblick auf Rotorwinkel- und Spannungsstabilität, des hybriden AC-DC-Übertragungsnetzes eingehend untersucht. Konsequenterweise verbleibt für OVANET 3.0 die Betrachtung der Frequenzstabilität als dritte Säule der Systemstabilität.

Das Gesamtziel des Teilvorhabens der TU Darmstadt bestand zum einen in der Analyse der Frequenzstabilität im hybriden AC-DC-Übertragungsnetz und zum anderen in der Verbesserung des Beitrags der HGÜ-Umrichter zur Frequenzstabilität durch geeignete Umrichter-Regelungskonzepte und die Auslegung minimaler DC-seitiger Energiespeicher. Die flexible Wirkleistungsregelung selbstgeführter HGÜ-Umrichter eröffnet dabei die Möglichkeit, die im DC-Netz vorgehaltene Energie in Form der virtuellen Trägheit für das Drehstromnetz bereitzustellen. Im Fokus des Teilvorhabens stand entsprechend die Untersuchung der Auswirkungen der Umrichterregelung und der DC-seitigen Energiespeicher auf die Frequenzstabilität des hybriden AC-DC-Systems. Hierzu wurden folgende Teilaufgaben bearbeitet:

- AP 1.1 Topologien und Szenarien
- AP 2.4.1 Implementierung und Untersuchung trägheitsemulierender Umrichterregelungen
- AP 2.4.2 Analyse des Einflusses sinkender Momentanreserve auf die Frequenzstabilität
- AP 2.4.3 Auswirkungen trägheitsemulierender Umrichterregelungen und zusätzlicher DC-seitiger Energiespeicher auf die Frequenzstabilität
- AP 2.4.4 Auswirkungen dieser Regelungen und Energiespeicher auf die bleibende Regelabweichung der Primärregelung

Die Untersuchungen bauten auf dem definierten Studienmodell auf und lieferten zugleich grundlegende Erkenntnisse für die weiterführenden Arbeiten im Verbundvorhaben.

## 1.2 Voraussetzungen

Das Teilvorhaben der TU Darmstadt wurde im Zeitraum vom 1. April 2023 bis zum 31. März 2026 am Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (Fachgebiet E5) unter der Leitung von Frau Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson bearbeitet. Es war als Teilvorhaben in das Verbundvorhaben OVANET 3.0 eingebunden und wurde unter dem Förderkennzeichen 03EI6092C zu 100 % aus Zuwendungen des BMWE gefördert. Innerhalb des Verbundes war die TU Darmstadt für die Untersuchungen zur Frequenzstabilität in hybriden AC-DC-Übertragungsnetzen (AP 2.4) verantwortlich und an der Definition des gemeinsamen Studienmodells (AP 1.1) beteiligt.

Entsprechend der Vorhabenplanung stand für die Bearbeitung des Teilvorhabens über die gesamte Projektlaufzeit eine Vollzeitstelle (E13) für eine/n wissenschaftliche/n Mitarbeiter/in zur Verfügung (36 Personenmonate). Ergänzend wurden studentische Hilfskräfte im Umfang von 36 Personenmonaten beschäftigt. Die Personalmittel wurden vollständig aus der Zuwendung des BMWE finanziert.

Für die dynamischen Systemstudien standen am Fachgebiet E5 leistungsfähige Simulationsrechner sowie etablierte Softwarepakete zur Netzsimulation zur Verfügung. Die erforderlichen Sach- und Reisemittel, unter anderem für die regelmäßigen Konsortialtreffen, Arbeitstreffen sowie die Teilnahme an Fachkonferenzen, wurden ebenfalls aus Projektmitteln finanziert.

Das Teilvorhaben knüpfte zudem unmittelbar an die Vorarbeiten der Vorgängerprojekte OVANET und OVANET 2.0 an, in denen das Fachgebiet E5 bereits die statische und dynamische Stabilität hybrider AC-DC-Übertragungsnetze untersucht hatte. Die dort entwickelten Modelle und Simulationswerkzeuge standen als Grundlage für die Untersuchungen zur Frequenzstabilität zur Verfügung.

## 1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Arbeiten der TU Darmstadt gliederten sich in das Arbeitspaket AP 1.1 Topologien und Szenarien sowie das Arbeitspaket AP 2.4 Frequenzstabilität in hybriden AC/DC-Übertragungsnetzen mit den vier Unterarbeitspaketen AP 2.4.1 bis AP 2.4.4.

In AP 1.1 wurde die Netztopologie als Grundlage für die nachfolgenden Untersuchungen festgelegt. Diese umfasste ein Drehstromsystem mit einem darin eingebetteten MTDC-Netz. Passend zur Topologie wurden die Erzeugungs- und Verbraucherdaten im hybriden AC/DC-Netz definiert, insbesondere die Leistungsflüsse und dynamische Netzparameter, die für die Untersuchung der Frequenzstabilität notwendig waren.

In AP 2.4.1 wurden zunächst geeignete trägheitsemulierende Regelungsstrategien recherchiert und analysiert, anschließend wurden sie in einem Single-Maschine-Modell eines HGÜ-Umrichters in der gewählten Simulationssoftware umgesetzt, wobei die Anforderungen der Netzanschlussregeln berücksichtigt wurden. Darüber hinaus wurde das in AP 1.1 definierte Studienmodell zu einem dynamisierten Netzmodell ausgebaut, das in Verbindung mit dem HGÜ-Umrichtermodell die Simulation eines Kraftwerksausfalls zur Untersuchung der Frequenzstabilität ermöglichte.

In AP 2.4.2 wurden der Generatorausfall im dynamisierten Studienmodell simuliert und die Einflussfaktoren auf den Frequenzgradienten (RoCoF) und den Frequenznadir bei abnehmender Momentanreserve bestimmt. Auf dieser Grundlage wurde der Beitrag der Generatorprimärregelung und der Generatorträgheit zur Frequenzstabilität bewertet.

AP 2.4.3 widmete sich dem Beitrag des DC-Netzes zur Frequenzstabilität beim Generatorausfall. Hier wurde der Einfluss der virtuellen Trägheit des HGÜ-Umrichters zunächst analysiert. Da die hierfür benötigte Energie aus dem Zwischenkreis bzw. aus zusätzlichen DC-seitigen Kapazitäten stammt, wurde anschließend der Einfluss der DC-Kapazitäten auf die Frequenzstabilität analysiert.

In AP 2.4.4 wurde die Auswirkung der trägheitsemulierenden Regelungen und der Energiespeicher auf die bleibende Regelabweichung der Primärregelung nach dem Generatorausfall betrachtet.

Zur Sicherung des Projektfortschritts waren folgende Meilensteine definiert:

MS 1-1: Das gemeinsame Studienmodell inklusive der Definition der Regelzonen ist fertiggestellt und die erneuerbaren Energien sind platziert.

MS 2-4-1a: Die Regelungsstrategien zur Unterstützung der Frequenzstabilität sind im HGÜ-Umrichtermodell umgesetzt.

MS 2-4-1b: Das dynamische Modell des Studienmodells liegt vor.

MS 2-4-2: Das Generatorverhalten bei Erzeugungsausfällen ist analysiert.

MS 2-4-3: Ein HGÜ-Regelkonzept liegt vor und die Energiespeicher zur Verbesserung der Frequenzstabilität sind definiert.

MS 2-4-4: Die Einflussfaktoren auf die bleibende Regelabweichung des Studienmodells nach Erzeugungsausfällen sind bekannt.

Das Teilvorhaben wurde im Wesentlichen entsprechend dieser Planung durchgeführt; die genannten Meilensteine wurden im Projektverlauf erreicht.

## 1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand zu Projektbeginn

Die Systemstabilität elektrischer Energieversorgungsnetze wird klassischerweise in Winkel-, Frequenz- und Spannungsstabilität unterteilt [4]. Diese Klassifizierung wurde unter Berücksichtigung umrichterbasierter Betriebsmittel erweitert [5]. Im Rahmen des Projekts wurde die Frequenzstabilität anhand des Studienmodells betrachtet. Dabei wurden insbesondere der Frequenzgradient (RoCoF), der Frequenznadir sowie die quasistationäre Frequenzabweichung untersucht.

Die Momentanreserve, die von der Generatorträgheit bereitgestellt wird, begrenzt sowohl den RoCoF als auch den Frequenznadir [6]. Die umrichterbasierten Erzeugungsanlagen besitzen demgegenüber keine inhärente Trägheit [7] und leisten ohne zusätzliche Regelung keinen Beitrag zur Momentanreserve oder zur Primärregelung. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien sinkt daher die gesamte Trägheit des Systems, was die Frequenzstabilität verschlechtert und im Extremfall über einen Lastabwurf bis hin zum Blackout führen kann [8].

Der VSC-Umrichter ermöglicht eine flexible und unabhängige Wirk- und Blindleistungsregelung und eröffnet damit die Möglichkeit, die Frequenzstabilität über das DC-Netz zu stützen [9]. Nach ihrer Eingangsgröße lassen sich die frequenzstützenden Regelungen in synthetische Trägheitsregelungen und trägheitsemulierende Regelungen unterteilen [9]. Synthetische Trägheitsregelungen nutzen den Frequenzgradienten als Messgröße und bilden über eine Trägheitskonstante das Verhalten einer Synchronmaschine nach [10]. Trägheitsemulierende Regelungen greifen hingegen auf die im Umrichter bzw. im Zwischenkreis gespeicherte Energie zu und verwenden die gemessene Netzfrequenz anstelle des Frequenzgradienten als Eingangsgröße [12],[14]-[15].

Eine weitere Unterscheidung betrifft die Art der Frequenzerfassung und Netzsynchronisation. Netzfolgende Regelungen (Grid-Following) erfassen die Netzfrequenz über eine Phase Locked Loop (PLL), über die sich der Umrichter mit dem Netz synchronisiert. Netzbildende Regelungen (Grid-Forming) verzichten demgegenüber in der Regel auf eine PLL und synchronisieren sich über die Leistungsbilanz (Leistungssynchronisation); zu ihnen zählen die Power-Synchronization Control [16], Droop-basierte Verfahren [17], Synchronverter [18] sowie die Matching Control [19]. In Netzen mit geringer Trägheit wirken sich netzbildende Regelungen positiv auf die Frequenzstabilität aus [20].

Für vermaschte Gleichstromnetze (MTDC) wurden zudem Konzepte zur koordinierten Primärfrequenzregelung zwischen nicht-synchronen Teilsystemen untersucht [21]-[24]. Trotz dieser Vorarbeiten lagen zu Projektbeginn für das deutsche Übertragungsnetz keine vergleichbaren, systematischen Untersuchungen zum Beitrag trägheitsemulierender HGÜ-Regelungen und minimaler Energiespeicher zur Frequenzstabilität im hybriden AC-DC-System vor, an die das Vorhaben anknüpfen konnte.

## 1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

In das Verbundvorhaben OVANET 3.0 waren als Zuwendungsempfänger die drei universitären Partner TU Berlin, TU Ilmenau und TU Darmstadt sowie der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH eingebunden. Zur Abstimmung im Konsortium fanden halbjährliche Konsortialtreffen an der TU Berlin statt. Ergänzend wurde jährlich ein weiteres Abstimmungstreffen an der TU Darmstadt bzw. der TU Ilmenau durchgeführt. Zum Projektabschluss wurden die gewonnenen Erkenntnisse im Rahmen eines von der TU Berlin organisierten Abschluss-Workshops zusammengeführt und mit den Projektpartnern diskutiert..

Im gemeinsam bearbeiteten Arbeitspaket AP 1.1 wurde unter Beteiligung aller Projektpartner die Topologie des Studienmodells einschließlich des untersuchten Szenarios festgelegt. Die in den Untersuchungen zur Frequenzstabilität (AP 2.4) gewonnenen Erkenntnisse wurden dem Konsortium zur Verfügung gestellt und in den regelmäßigen Projekttreffen mit den Partnern erörtert.

# 2 Eingehende Darstellung

Im Folgenden werden die Verwendung der Zuwendung und die im Teilvorhaben erzielten Ergebnisse eingehend dargestellt. Dazu werden in Abschnitt 2.1 die Ergebnisse des Fachgebiets E5 entlang der Arbeitspakete aufbereitet und den in der Vorhabenbeschreibung formulierten Zielen gegenübergestellt. Die nachfolgenden Abschnitte fassen den zahlenmäßigen Nachweis (Abschnitt 2.2) zusammen, ordnen Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit (Abschnitt 2.3) sowie den Nutzen und die Verwertbarkeit der Ergebnisse (Abschnitt 2.4) ein, geben den während der Projektlaufzeit bei anderen Stellen bekannt gewordenen Fortschritt (Abschnitt 2.5) wieder und listen abschließend die aus dem Vorhaben hervorgegangenen Veröffentlichungen (Abschnitt 2.6).

## 2.1 Erzielte Ergebnisse

### 2.1.1 Arbeitspaket 1.1: Topologien und Szenarien

In AP 1.1 wurden die Struktur des Studienmodells, die zugehörigen Leistungsflüsse sowie das für die Frequenzstabilitätsuntersuchungen maßgebliche Störungsszenario als Grundlage für die nachfolgenden Arbeitspakete festgelegt.

Basierend auf der Veröffentlichung der TU Ilmenau [25] wurde die Topologie des Studienmodells angepasst. Die vollständige Struktur ist in Abbildung 1 dargestellt. Das AC-Netz mit 17 Generatoren ist in drei Regelzonen unterteilt, in die ein MTDC-Netz mit acht Umrichterstationen eingebettet ist. Zusätzlich wurden in Regelzone 1 zwei Onshore-Windenergieanlagen mit je 500 MW angeschlossen.

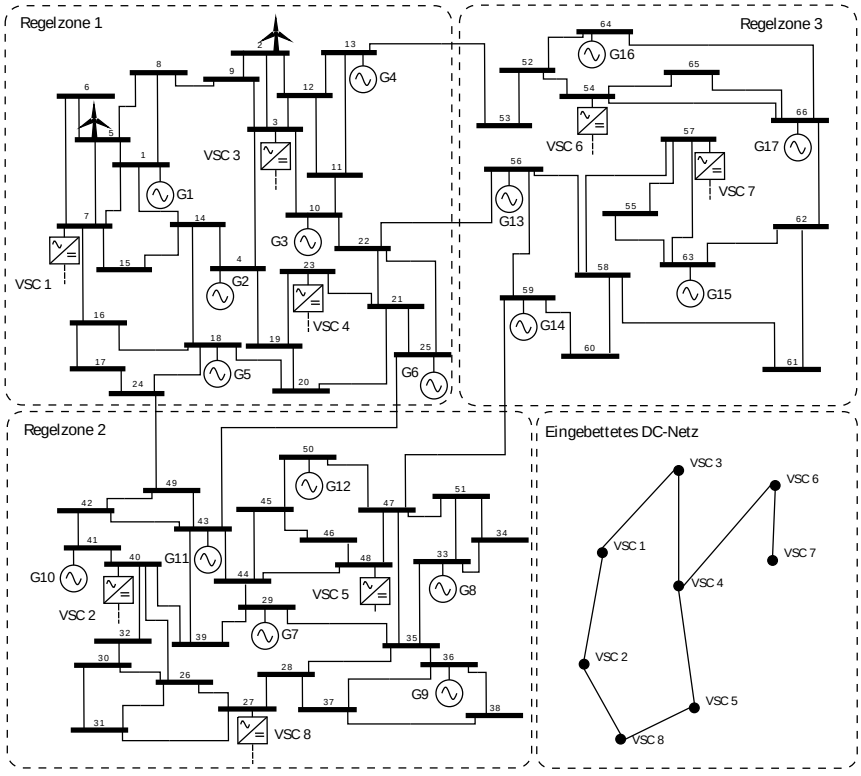


Abbildung 1: Topologie des Studienmodells

Die Leistungsflüsse je Regelzone sind in Tabelle 1 dargestellt. Die Regelzonen 1 und 3 bilden Erzeugungszonen, während Regelzone 2 das Lastzentrum darstellt. Als Störungsszenario für die weiteren Untersuchungen in AP 2.4 wurde der Ausfall eines Generators definiert, der ein Wirkleistungsungleichgewicht und damit einen Frequenzeinbruch hervorruft.

Die räumliche Verteilung der Erzeugungsleistung und dieses Störungsszenario legen die Grundlagen für die Dynamisierung und die Frequenzstabilitätsuntersuchungen in AP 2.4.

Tabelle 1: Leistungsfluss des Studienmodells

| | Regelzone 1 | Regelzone 2 | Regelzone 3 |
|---|---|---|---|
| Erzeugung | 4,74 GW | 2,62 GW | 3,11 GW |
| Last | 2,45 GW | 5,76 GW | 2,26 GW |

Mit der Fertigstellung des Studienmodells einschließlich der Definition der Regelzonen und der Leistungsflüsse wurde der Meilenstein MS 1-1 erreicht.

### 2.1.2 Arbeitspaket 2.4.1: Implementierung und Untersuchung trägheitsemulierender Umrichterregelungen

Ziel des AP 2.4.1 war die Untersuchung des Beitrags der HGÜ-Umrichter zur Wirkleistungsstützung sowie zur Emulierung der Systemträgheit im hybriden AC-DC-Übertragungsnetz. Hierzu wurden zunächst durch Literaturrecherche geeignete trägheitsemulierende bzw. frequenzstützende Regelungsstrategien identifiziert und unter Berücksichtigung der geltenden Netzanschlussregeln im HGÜ-Umrichtermodell umgesetzt (MS 2-4-1a). Außerdem wurde das Studienmodell aus AP 1.1 in ein dynamisches Netzmodell überführt. Dieses bildet einen Generatorausfall nach und wurde zur Untersuchung der Frequenzstabilität herangezogen (MS 2-4-1b). Die Arbeiten gliederten sich einerseits in die Modellierung der Umrichter und den Aufbau des dynamischen Netzmodells andererseits.

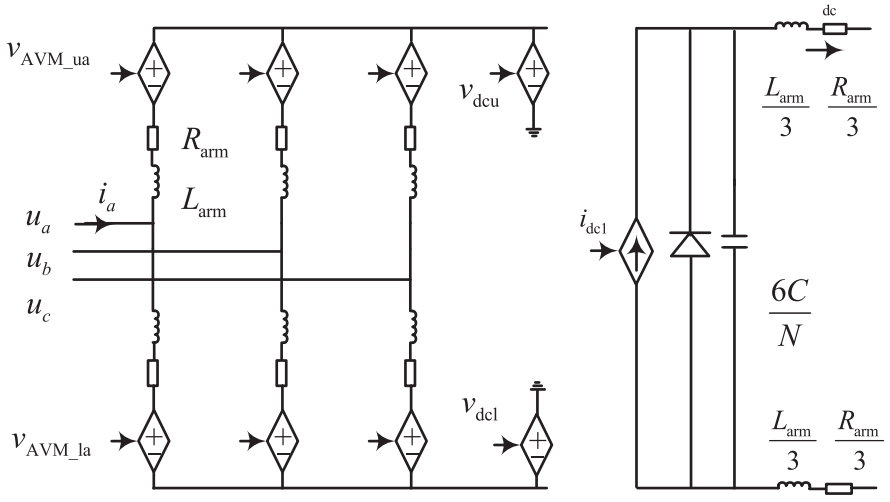


Abbildung 2: Average Value Model für den MMC-Umrichter [1]

Für die Nachbildung der HGÜ-Umrichter wird in OVANET 3.0 das Average Value Model (AVM) vom Typ 5 in Abbildung 2 nach [1] verwendet. Dieser Modellierungsansatz bildet das Klemmenverhalten

des Modularen Multilevel-Umrichters (MMC) bei deutlich reduziertem Rechenaufwand gegenüber einer detaillierten Submodul-Abbildung nach. Die Submodule pro Ventilarm werden hierzu durch eine gesteuerte Spannungsquelle ersetzt, sodass die einzelnen Submodul-Kondensatoren nicht mehr explizit aufgelöst werden. Der Gleichspannungskreis wird über eine Stromquelle in Verbindung mit einer DC-Kapazität modelliert. Das AVM bildet damit eine geeignete Grundlage, um sowohl das stationäre als auch das dynamische Verhalten der HGÜ-Umrichter im Studienmodell für die Frequenzstabilität mit vertretbarem Rechenaufwand abzubilden.

Auf Basis dieses Umrichtermodells wurden zwei Regelungsstrategien implementiert: eine netzfolgende (Grid-Following, GFL) und eine netzbildende (Grid-Forming, GFM) Regelung.

Die Struktur der netzfolgenden Regelung ist in Abbildung 3 dargestellt. In dieser Betriebsweise wird der Umrichter ausschließlich als Stromquelle betrachtet. Der Umrichter prägt dem Netz einen geregelten Strom ein und folgt dabei der über eine PLL erfassten Netzfrequenz. Daher stellt der Umrichter keine virtuelle Trägheit bereit und die Frequenzstützung wird stattdessen über einen Wirkleistungsdroop realisiert, der in Abhängigkeit von der Frequenzabweichung eine zusätzliche Wirkleistungseinspeisung vorgibt.

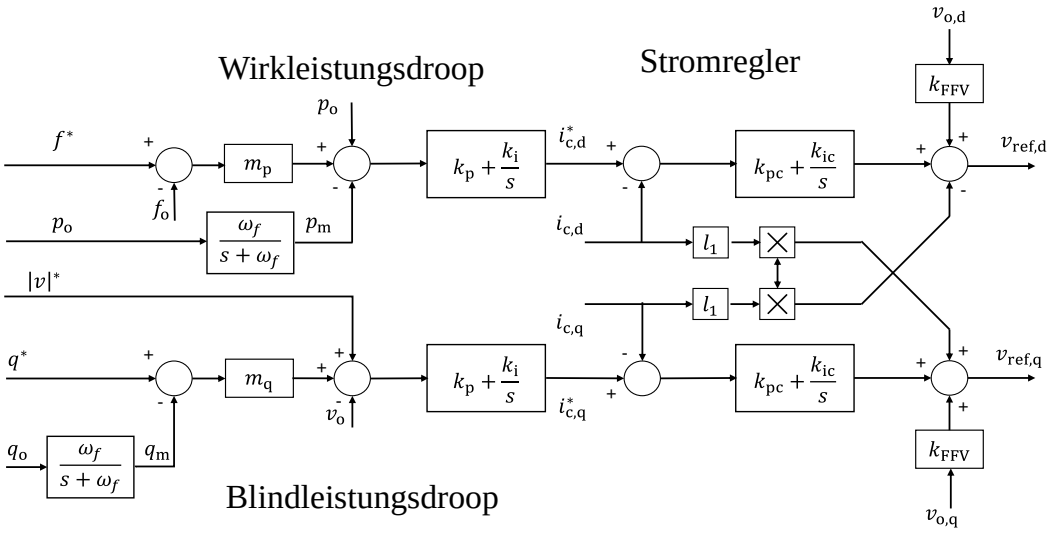


Abbildung 3: Regelungsstruktur des netzfolgenden Umrichters

Die Struktur der netzbildenden Regelung zeigt Abbildung 4. Hier verhält sich der Umrichter wie eine Spannungsquelle, die nach Betrag und Phase eine eigene Klemmenspannung vorgibt und dem Netz Spannung und Frequenz aufprägt. Die Frequenz- und Winkelbildung übernimmt eine virtuelle Synchronmaschine (VSM), die die Bewegungsgleichung einer Synchronmaschine nachbildet. Die Zeitkonstante $T_a$ repräsentiert die virtuelle Trägheit, mit der der Umrichter der Frequenzänderung bereits in den ersten Momenten nach einer Störung entgegenwirkt. Die Spannungsamplitude wird über den Blindleistungsdroop vorgegeben. Die Regelung ist als Kaskade aus einem Spannungsregler und einem Stromregler aufgebaut, zwischen denen eine Strombegrenzung die Stromsollwerte auf maximal 1,1 p.u. begrenzt.

Die Auslegung der PI-Regler erfolgt auf Basis einer Eigenwertanalyse aus [26], mit der das dynamische Verhalten und die Stabilität des geschlossenen Regelkreises gezielt eingestellt werden.

Während die netzfolgende Regelung über den Wirkleistungsdroop ausschließlich eine primärregelähnliche Wirkleistungsstützung liefert, emuliert die netzbildende Regelung mittels VSM zusätzlich eine virtuelle Trägheit. Beide implementierten Strategien decken zusammen die im Titel des Arbeitspakets genannten Aspekte der Frequenzstützung und der Emulierung der Trägheit ab.

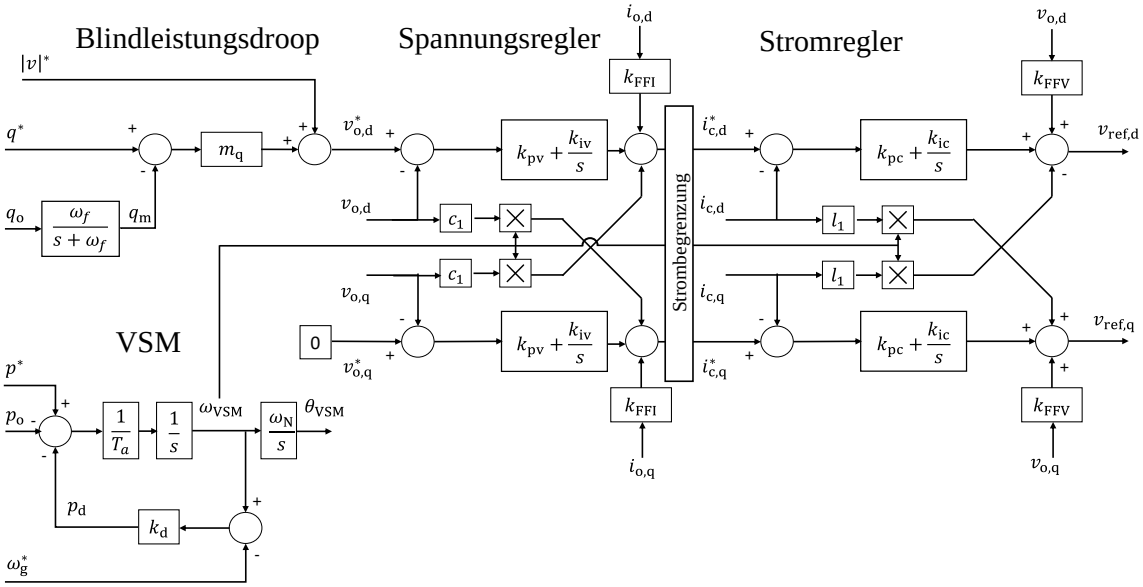


Abbildung 4: Regelungsstruktur des netzbildenden Umrichters

Zur Verifikation der implementierten Regelungen und zum Vergleich ihres Beitrags zur Frequenzstabilität wurden die drei Betriebsweisen (konstante PQ-Regelung, GFL und GFM) anhand eines Punktmodells in Abbildung 5 bei einem Generatorausfall untersucht.

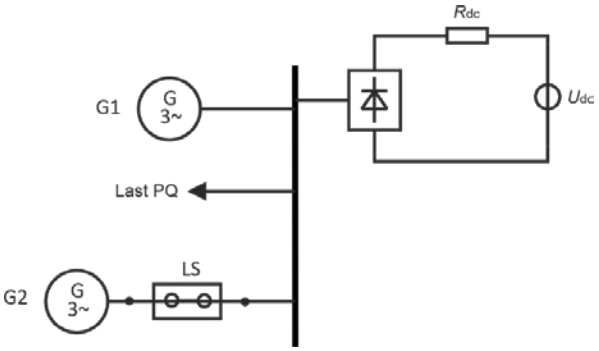


Abbildung 5: Punktmodell Testbench für die Frequenzstützung des HGÜ-Umrichters

Das Modell umfasst zwei Synchrongeneratoren (je 200 MW, 500 MVA, Primärregelstatik 5 %, Trägheitskonstante $H = 4\,\mathrm{s}$), einen HGÜ-Umrichter (200 MW, 1 GVA) mit konstanter DC-Spannungsquelle sowie eine konstante PQ-Last (600 MW) an einer gemeinsamen Sammelschiene. Zum Zeitpunkt $t = 10\,\mathrm{s}$ fällt der Generator G2 aus, wodurch ein Wirkleistungsdefizit von 200 MW entsteht. Untersucht und gegenübergestellt wurden die drei Betriebsweisen des Umrichters: konstante PQ-Regelung, GFL mit Wirkleistungsdroop und GFM.

Bei konstanter PQ-Regelung (siehe Abbildung 6) leistet der Umrichter keinen Beitrag zur Frequenzstützung. Die Wirkleistung bleibt unverändert bei 200 MW, und das gesamte Defizit wird allein vom verbleibenden Generator G1 übernommen. Entsprechend sinkt die Frequenz auf einen Nadir von 43,3 Hz mit dem maximalen RoCoF von 2,28 Hz/s und pendelt sich erst nach ausgeprägten Schwingungen auf eine quasi-stationäre Frequenz von 48,9 Hz ein. Die DC-Spannung bleibt konstant, da kein zusätzlicher Leistungsaustausch zwischen AC- und DC-Seite stattfindet.

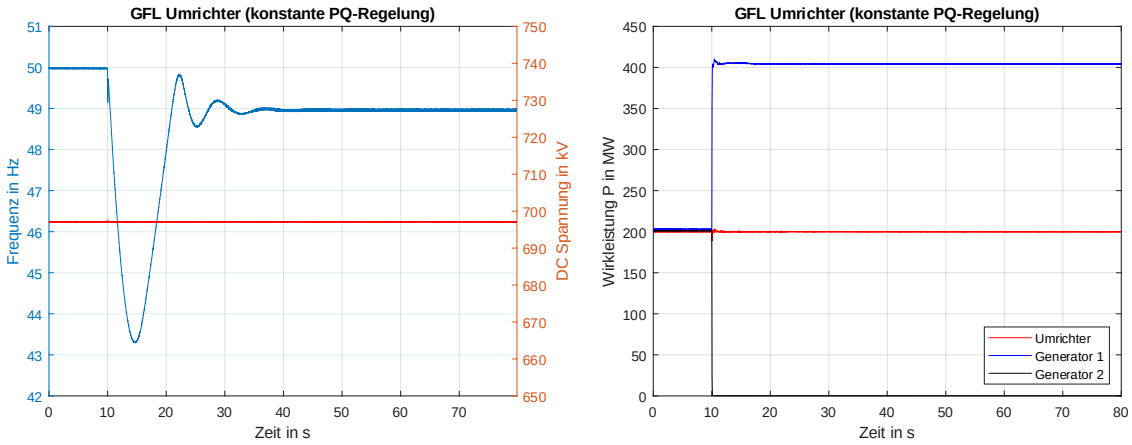


Abbildung 6: Simulationsergebnisse der konstanten PQ-Regelung beim Punktmodell

Bei der GFL-Regelung mit Wirkleistungsdroop (siehe Abbildung 7) beteiligt sich der Umrichter an der Frequenzstützung. Die Wirkleistung des Umrichters steigt im stationären Zustand von 200 MW auf 337 MW, während G1 lediglich von 200 MW auf 267 MW ansteigt. Der Umrichter übernimmt damit entsprechend dem Droopfaktor den größeren Anteil. Der Frequenznadir wird auf etwa 49,3 Hz und die quasi-stationäre Frequenz auf etwa 49,7 Hz angehoben. Der RoCoF wird auf 0,84 Hz/s reduziert. Der Frequenzverlauf ist deutlich schwächer ausgelenkt und stärker gedämpft als bei konstanter PQ-Regelung. Die für die Stützung benötigte Energie führt zu einem geringfügigen Absinken der DC-Spannung.

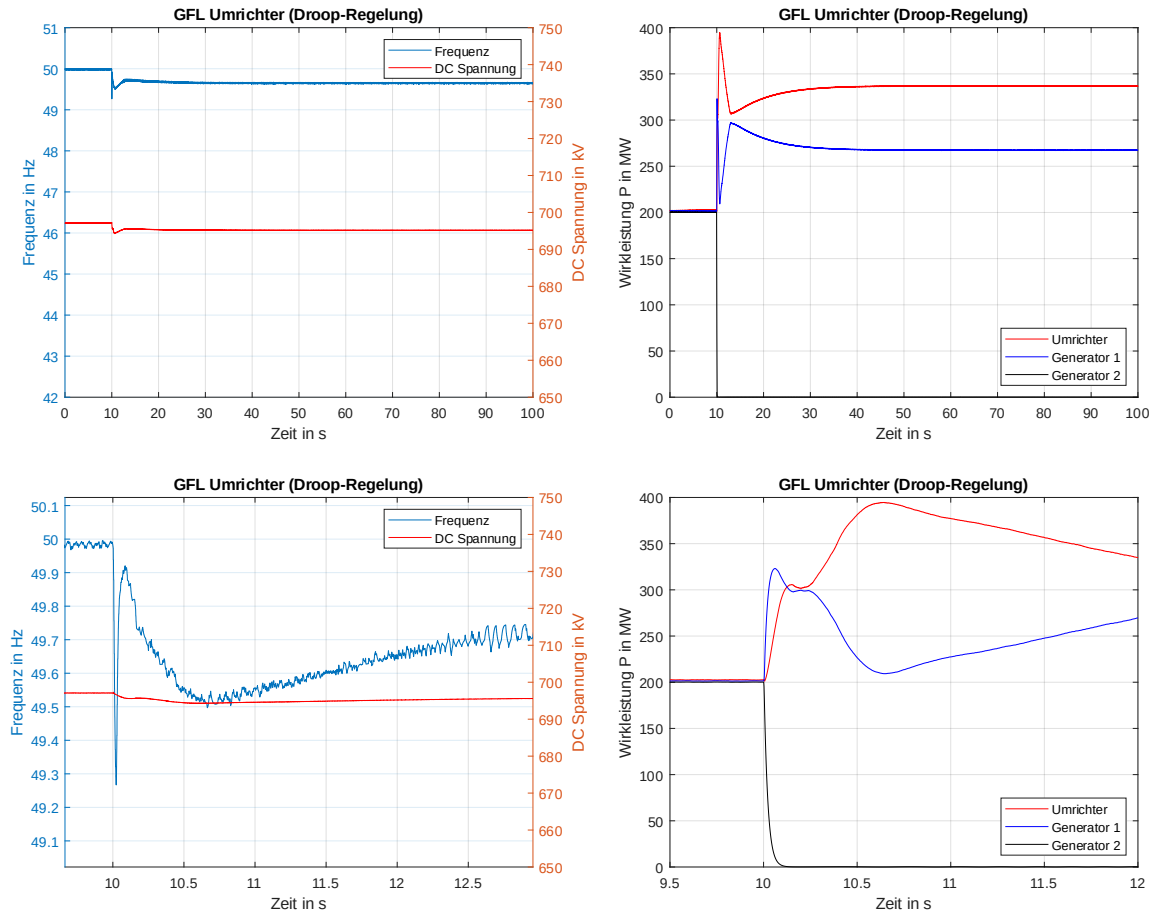


Abbildung 7: Simulationsergebnisse der GFL-Regelung mit Wirkleistungsdroop beim Punktmodell

Bei der GFM-Regelung (siehe Abbildung 8) fällt die Frequenzauslenkung am geringsten aus. Der Nadir liegt bei etwa 49,84 Hz, die quasi-stationäre Frequenz bei etwa 49,89 Hz, und der RoCoF bei 0,24 Hz/s. Der neue stationäre Zustand wird wesentlich schneller erreicht als bei den beiden netzfolgenden Betriebsweisen. Aufgrund der virtuellen Trägheit wirkt der Umrichter bereits der initialen Frequenzänderung entgegen und übernimmt den überwiegenden Anteil der Leistungsdeckung. Die DC-Spannung sinkt infolge des Leistungsaustauschs ebenfalls geringfügig ab.

Tabelle 2: Vergleich der Frequenzstützung für die drei Umrichterbetriebsweisen

| | Konstante PQ | GFL mit Droop | GFM |
|---|---|---|---|
| Frequenznadir | 43,3 Hz | 49,26 Hz | 49,84 Hz |
| RoCoF | 2,28 Hz/s | 0,84 Hz/s | 0,24 Hz/s |
| Quasistationäre Frequenz | 48,9 Hz | 49,7 Hz | 49,9 Hz |
| Wirkleistungsänderung VSC | 0 MW | +137 MW | +180 MW |

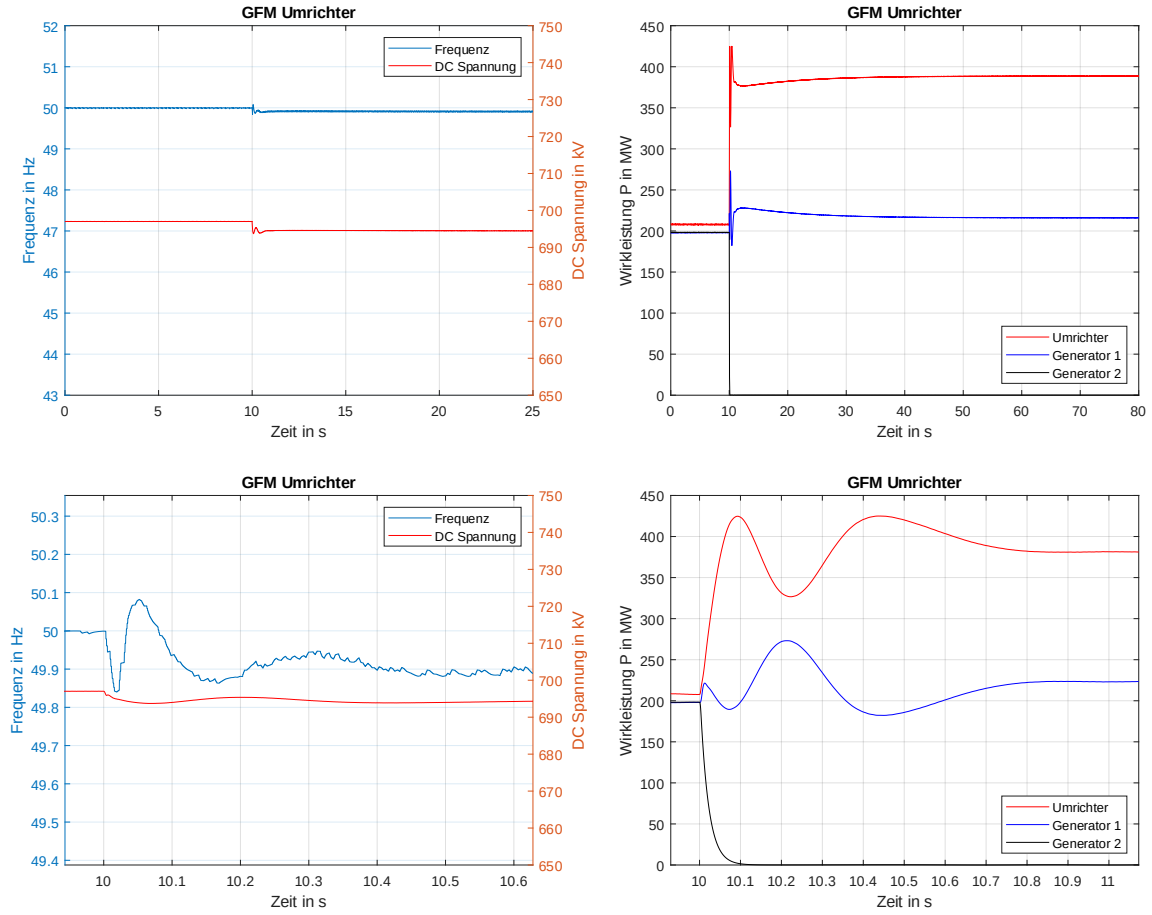


Abbildung 8: Simulationsergebnisse der GFM-Regelung beim Punktmodell

Der Vergleich in Tabelle 2 zeigt, dass sowohl die GFL-Regelung mit Wirkleistungsdroop als auch die GFM-Regelung die Frequenzstabilität gegenüber der konstanten PQ-Regelung deutlich verbessern. Der GFM-Umrichter liefert den stärksten Beitrag für die Frequenzstabilität, da er zum höchsten Frequenznadir, zum geringsten RoCoF und zur höchsten Wirkleistungsänderung führt. Die virtuelle Trägheit des GFM-Umrichters wird unmittelbar nach der Störung wirksam, während der Wirkleistungsdroop der GFL-Regelung erst auf die bereits eingetretene Frequenzabweichung reagiert.

Parallel zur Umrichtermodellierung wurde das in AP 1.1 festgelegte Studienmodell in der gewählten Simulationssoftware in ein dynamisches Netzmodell überführt. Die Synchrongeneratoren wurden dabei mit einer Primärregelung zur Frequenzstützung versehen, die Lasten als frequenzabhängige Impedanz und die Leitungen über PI-Ersatzschaltbilder nachgebildet. Die HGÜ-Umrichter wurden über das zuvor beschriebene AVM einschließlich der implementierten netzfolgenden bzw. netzbildenden Regelung eingebunden. Die Parameter des Generators, der Leitungen sowie des Umrichters sind in Tabelle 3 aufgelistet. Das detaillierte dynamische Generatormodell wird in AP 2.4.2 beschrieben.

Tabelle 3: Parameter des Studienmodells

| | Parameter | Wert | | Parameter | Wert |
|---|---|---|---|---|---|
| Generator | Bemessungsleistung $S_{\mathrm{rG}}$ | 1,5 GVA | DC-System | Umrichterleistung $S_{\mathrm{C}}$ | 1 GVA |
| | Bemessungsspannung $U_{\mathrm{rG}}$ | 380 kV | | DC-Spannung $U_{\mathrm{rDC}}$ | 1050 kV |
| | Trägheitszeitkonstante $H_{\mathrm{G}}$ | 1 ~ 4 s | | DC-Leitungslänge $L_{\mathrm{DC}}$ | 300 km |
| | Primärregelstatik $s_{\mathrm{G}}$ | 5 % | Freileitung | Widerstandsbelag $r'$ | $0{,}21 \cdot 10^{-4}$ p. u./km |
| | Turbinenzeitkonstante $T_{\mathrm{Turb}}$ | 0,5 s | | Reaktanzbelag $x'$ | $0{,}17 \cdot 10^{-3}$ p. u./km |
| | Drehzahlregler Zeitkonstante $T_{\mathrm{Gov}}$ | 0,1 s | | Leitungslänge $L$ | 100 km |

Im Unterschied zur Punktmodell-Testbench, in der ein einzelner Umrichter mit konstanter DC-Spannung betrieben wird, erfordert das vermaschte DC-Netz des Studienmodells eine koordinierte Regelung der DC-Spannung. Hierfür wurde zuerst eine Host-Client-Regelung umgesetzt, bei der ein Umrichter als Host die DC-Spannung vorgibt, während die übrigen Umrichter als Client im Leistungsregelungsbetrieb arbeiten. Auf diese Weise entstand ein dynamisches Modell des gesamten AC-DC-Studienmodells, das einen Generatorausfall nachbildet und als Grundlage für die nachfolgenden Frequenzstabilitätsuntersuchungen in den Arbeitspaketen AP 2.4.2 bis AP 2.4.4 dient.

### 2.1.3 Arbeitspaket 2.4.2: Analyse des Einflusses sinkender Momentanreserve auf die Frequenzstabilität

In AP 2.4.2 wurde der Einfluss einer sinkenden Momentanreserve auf die Frequenzstabilität im Studienmodell untersucht. Das Studienmodell wurde mit den in Tabelle 3 angegebenen Parametern dynamisiert. Die Synchrongeneratoren wurden mit einer Dampfturbine und einem Drehzahlregler gemäß [27], einer Primärregelstatik von 5 % und einem Totband von ±0,02 Hz sowie mit einem Erregersystem und einem Power System Stabilizer (Typ PSS1A) ausgestattet. Die Frequenzstützung der HGÜ-Umrichter war dabei deaktiviert, sodass die Frequenzstabilität allein durch die Synchrongeneratoren und deren Primärregelung bestimmt wurde. Als Störung wurde der Ausfall des Generators G8 in Regelzone 2 mit 900 MW (rund 10 % der gesamten Wirkleistung der Generatoren) betrachtet.

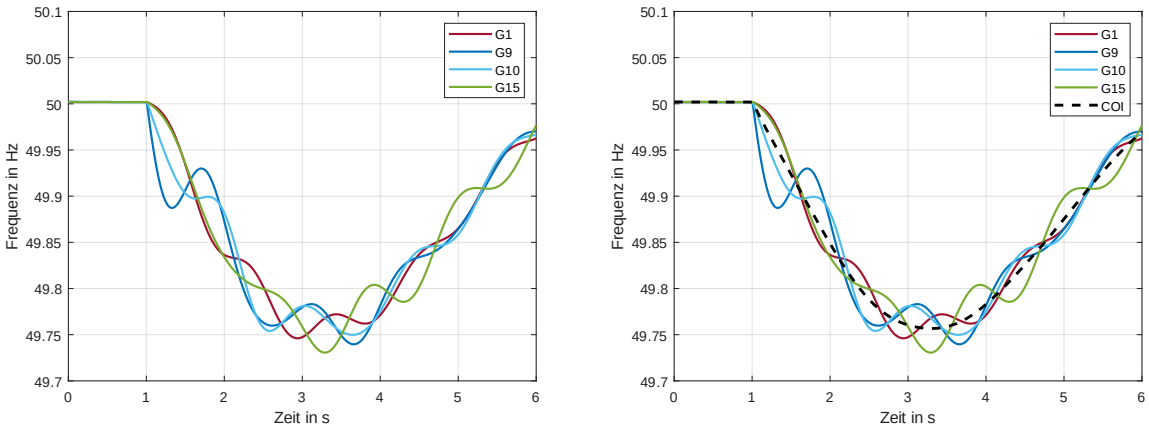


Abbildung 9: Frequenzverlauf der Generatoren im Studienmodell mit dem Ausfall G8 (VSC mit der konstanten PQ-Regelung)

Nach dem Generatorausfall wiesen die Frequenzen der einzelnen Generatoren, insbesondere in der Regelzone 2, überlagerte Schwingungen auf (siehe Abbildung 9 links). Da diese Schwingungen die Bewertung von Frequenzgradient und Frequenznadir verfälschen, wurde zur Charakterisierung des systemweiten Frequenzverhaltens die Center-of-Inertia-Frequenz (COI-Frequenz) herangezogen. Sie ergibt sich als trägheitsgewichteter Mittelwert der Generatorfrequenzen,

$$f_{COI} = \frac{\sum_{i=1}^{n}(H_i S_i \cdot f_i)}{\sum_{i=1}^{n}(H_i S_i)} \quad (1)$$

wobei $H_i$ und $S_i$ die Trägheitszeitkonstante und Bemessungsleistung des Generators $i$ sind.

Damit bildet die COI-Frequenz das aus dem Wirkleistungsungleichgewicht resultierende mittlere Frequenzverhalten ab und filtert die durch die Leistungspendelung verursachte Frequenzschwingung aus (siehe Abbildung 9 rechts). Die COI-Frequenz wurde im weiteren Projektverlauf durchgängig zur Bewertung der Frequenzstabilität verwendet.

Auf Basis der COI-Frequenz wurde anschließend der Einfluss einer sinkenden Momentanreserve untersucht. Hierzu wurde die Trägheitszeitkonstante aller Generatoren schrittweise von H = 4 s auf 2 s und 1 s reduziert und der resultierende Frequenzverlauf nach dem Generatorausfall ausgewertet.

Abbildung 10 zeigt die COI-Frequenz nach dem Ausfall für die drei Trägheitszeitkonstanten. Die zugehörigen Kennwerte sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Mit abnehmender Trägheit fällt der Frequenznadir tiefer aus, von 49,76 Hz bei H = 4 s über 49,66 Hz bei H = 2 s auf 49,52 Hz bei H = 1 s, und der über ein Zeitfenster von 0,5 s ermittelte Frequenzgradient steigt von 0,16 Hz/s auf 0,30 Hz/s bzw. 0,60 Hz/s an.

Tabelle 4: Frequenzverhalten des Studienmodells mit verschiedenen Trägheitszeitkonstanten

| Trägheitszeitkonstante | 1 s | 2 s | 4 s |
|---|---|---|---|
| Frequenznadir | 49,52 Hz | 49,66 Hz | 49,76 Hz |
| Frequenzgradient (0,5 s) | 0,6 Hz/s | 0,302 Hz/s | 0,16 Hz/s |
| Quasistationäre Frequenz | 49,93 Hz | | |

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass sich die Momentanreserve ausschließlich auf das transiente Frequenzverhalten auswirkt. Unmittelbar nach dem Ausfall wird das Wirkleistungsdefizit aus der kinetischen Energie der rotierenden Massen gedeckt; die Trägheit bestimmt somit den anfänglichen Frequenzgradienten und beeinflusst über die verfügbare Reaktionszeit der Primärregelung auch die Tiefe des Frequenznadirs. Mit sinkender Trägheitszeitkonstante steigt daher der RoCoF, und der Frequenznadir fällt tiefer aus. Die quasistationäre Frequenz bleibt dagegen für alle betrachteten Trägheitswerte mit 49,93 Hz unverändert, da der nach Abschluss der Primärregelung verbleibende Frequenzfehler allein durch die Statik der Primärregelung der Generatoren festgelegt wird.

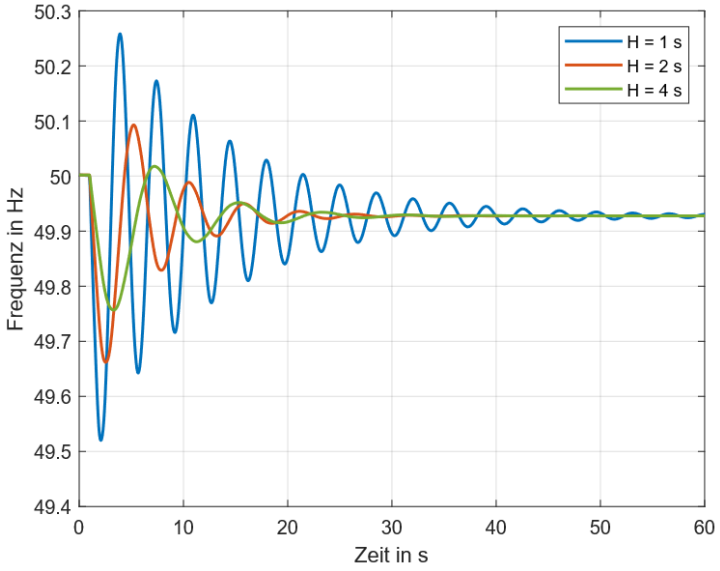


Abbildung 10: COI-Frequenzverlauf des Studienmodells mit verschiedenen Trägheitszeitkonstanten

Daraus ergibt sich der Bedarf einer zusätzlichen Frequenzstützung, wie sie in AP 2.4.3 durch die HGÜ-Umrichter und Energiespeicher untersucht wird. Mit der Analyse des Generatorverhaltens bei Erzeugungsausfällen wurde der Meilenstein MS 2-4-2 erreicht.

### 2.1.4 Arbeitspaket 2.4.3: Auswirkungen trägheitsemulierender Umrichterregelungen und zusätzlicher DC-seitiger Energiespeicher auf die Frequenzstabilität

In AP 2.4.3 wurde der Beitrag der HGÜ-Umrichter zur Frequenzstabilität im Studienmodell untersucht. Für die Bewertung dieses Beitrags ist neben der Umrichterregelung auch die DC-seitige Regelung des vermaschten Gleichstromnetzes zu berücksichtigen, da die DC-Spannung koordiniert über mehrere Umrichter geregelt werden muss. Hierfür wurden zwei Regelungsstrukturen betrachtet: die Host-Client-Regelung sowie eine DC-Droop-Regelung. Die folgenden Untersuchungen wurden zunächst mit der Host-Client-Regelung durchgeführt, bei der der Umrichter VSC 4 als Host-Station die DC-Spannung über einen PI-Regler regelt und die übrigen Umrichter als Client-Stationen im Leistungsregelungsbetrieb arbeiten; die DC-Droop-Regelung wird abschließend vergleichend betrachtet.

Zunächst wurde der Einfluss der Regelung eines einzelnen Client-Umrichters auf die Frequenzstabilität untersucht. Dazu wurde der Umrichter VSC 5 wahlweise mit konstanter PQ-Regelung, mit GFL-Regelung (P-f-Droop) oder mit GFM-Regelung betrieben, während die übrigen Client-Stationen in konstanter PQ-Regelung verblieben. Als Störung wurde erneut der Ausfall des Generators G8 betrachtet. Je Umrichter wurde eine DC-Kapazität von $C_{\mathrm{VSC}} = 60\ \mu\mathrm{F}$ angesetzt; eine zusätzliche DC-Kabelkapazität wurde nicht berücksichtigt ($C_{\mathrm{L}} = 0\ \mu\mathrm{F/km}$).

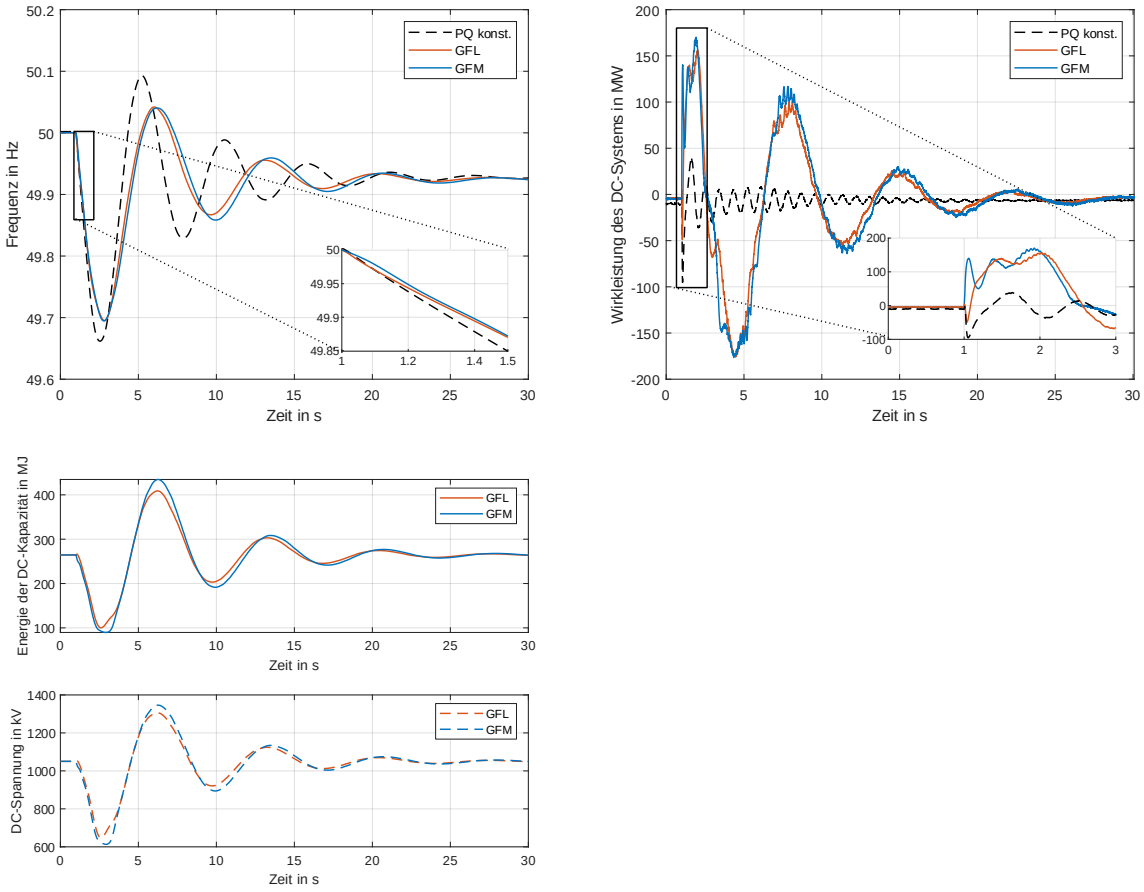


Abbildung 11: Simulationsergebnisse des Studienmodells mit verschiedenen Umrichterregelungen

Abbildung 11 zeigt den Verlauf der COI-Frequenz, die Leistungsabgabe des DC-Systems und den DC-Spannungsverlauf für die Regelungsvarianten. Die zugehörigen Kennwerte sind in Tabelle 5 zusammengefasst. Bei konstanter PQ-Regelung leistet VSC 5 keinen Beitrag zur Frequenzstützung, sodass sich das Verhalten der reinen Generator-Primärregelung mit einem Frequenznadir von 49,66 Hz ergibt. Mit GFL- bzw. GFM-Regelung beteiligt sich VSC 5 an der Frequenzstützung. Der Frequenznadir wird dabei nur geringfügig auf 49,69 Hz angehoben, während sich die Wirkung vor allem im anfänglichen Frequenzgradienten zeigt: Im 0,1-s-Fenster sinkt der RoCoF von 0,320 Hz/s (PQ) über 0,30 Hz/s (GFL) auf 0,217 Hz/s (GFM). Den stärksten Beitrag liefert die GFM-Regelung, deren virtuelle Trägheit bereits unmittelbar nach der Störung wirkt; im 0,5-s-Fenster gleichen sich GFL und GFM mit 0,26 bzw. 0,256 Hz/s hingegen nahezu an. Zudem werden die Frequenzschwingungen durch beide Regelungen stärker gedämpft, während die quasistationäre Frequenz von der Umrichterregelung unbeeinflusst bleibt. Im Vergleich zur Punktmodell-Testbench in AP 2.4.1 fällt die Verbesserung des Frequenznadirs deutlich geringer aus, da der Beitrag eines einzelnen Umrichters gegenüber der Gesamtleistung des Studienmodells klein ist.

Tabelle 5: Frequenzverhalten des Studienmodells mit verschiedenen Umrichterregelungen

| | PQ | GFL (P-f-Droop) | GFM |
|---|---|---|---|
| Frequenznadir | 49,66 Hz | 49,69 Hz | 49,69 Hz |
| RoCoF (0,1 s) | 0,320 Hz/s | 0,30 Hz/s | 0,217 Hz/s |
| RoCoF (0,5 s) | 0,301 Hz/s | 0,26 Hz/s | 0,256 Hz/s |

Die für die Frequenzstützung erforderliche Wirkleistung wird der DC-seitigen Kapazität entnommen. Es wurde in Abbildung 11 gezeigt, dass VSC 5 in der GFL- und GFM-Betriebsweise nach der Störung kurzzeitig Wirkleistung bis zu etwa ±170 MW austauscht, wobei die GFM-Regelung unmittelbar einsetzt, während die GFL-Regelung dem Wirkleistungsdroop folgend verzögert reagiert. Die Energieentnahme führt zu einem deutlichen Einbruch der in der DC-Kapazität gespeicherten Energie und damit der DC-Spannung. Die DC-Spannung sinkt von 1050 kV auf etwa 615–650 kV, je nach Regelung, bevor sie nach dem Ausgleich des Leistungsungleichgewichts wieder ihren Ausgangswert erreicht. Damit wird deutlich, dass die verfügbare DC-Kapazität die Frequenzstützung maßgeblich beeinflusst.

Daher wurde deren Einfluss auf die Frequenzstabilität genauer untersucht, indem zwei Kapazitäten getrennt variiert wurden: die VSC-Kapazität, die der gesamten Submodul-Kapazität des MMC entspricht, und die auf die Leitungslänge bezogene DC-Kabelkapazität. Der Client-Umrichter VSC 5 wurde dabei in der GFM-Betriebsweise betrieben.

Abbildung 12 zeigt links den Frequenz- und Leistungsverlauf bei Variation der VSC-Kapazität von 6 µF bis 60 µF. Mit zunehmender Kapazität steht dem Umrichter mehr Energie zur Frequenzstützung zur Verfügung; entsprechend hebt sich der Frequenznadir von 49,64 Hz auf 49,69 Hz an und der RoCoF verringert sich von 0,30 Hz/s auf 0,26 Hz/s. Zugleich nimmt die ausgetauschte Wirkleistung zu und die Frequenzschwingung wird stärker gedämpft.

Für die Untersuchung der DC-Kabelkapazität wurde die VSC-Kapazität auf 30 µF festgelegt und die auf die Leitungslänge bezogene Kabelkapazität von 0,12 µF/km bis 0,36 µF/km variiert. Der Frequenznadir hebt sich dabei von 49,72 Hz auf 49,76 Hz an (siehe Abbildung 12 rechts). Der höhere Nadir gegenüber der Untersuchung der VSC-Kapazität ist auf die zusätzlich vorhandene VSC-Kapazität von 30 µF zurückzuführen. Der RoCoF wird hingegen kaum beeinflusst (0,250 Hz/s bis 0,242 Hz/s).

Dieser Unterschied lässt sich auf die räumliche Anordnung der beiden Kapazitäten zurückführen. Der RoCoF wird durch diejenige Energie bestimmt, die unmittelbar nach der Störung innerhalb der ersten Millisekunden zur Frequenzstützung bereitgestellt werden kann. Die VSC-Kapazität liegt direkt am Umrichter und ist über dessen Regelung nahezu verzögerungsfrei zugänglich. Ihre Energie wirkt der initialen Frequenzänderung daher unmittelbar entgegen und verringert den RoCoF. Die Kabelkapazität ist dagegen über die Reihenimpedanz der DC-Leitung, insbesondere deren Induktivität, vom Umrichter entkoppelt, sodass ihre Energie nur verzögert und begrenzt zum Umrichter übertragen werden kann. In dem ersten Moment nach der Störung steht sie somit kaum zur Begrenzung des Frequenzgradienten zur

Verfügung, erst auf der langsameren Zeitskala des Frequenznadirs wird sie wirksam. Dies erklärt, weshalb die Kabelkapazität den Frequenznadir anhebt, den RoCoF jedoch praktisch nicht beeinflusst.

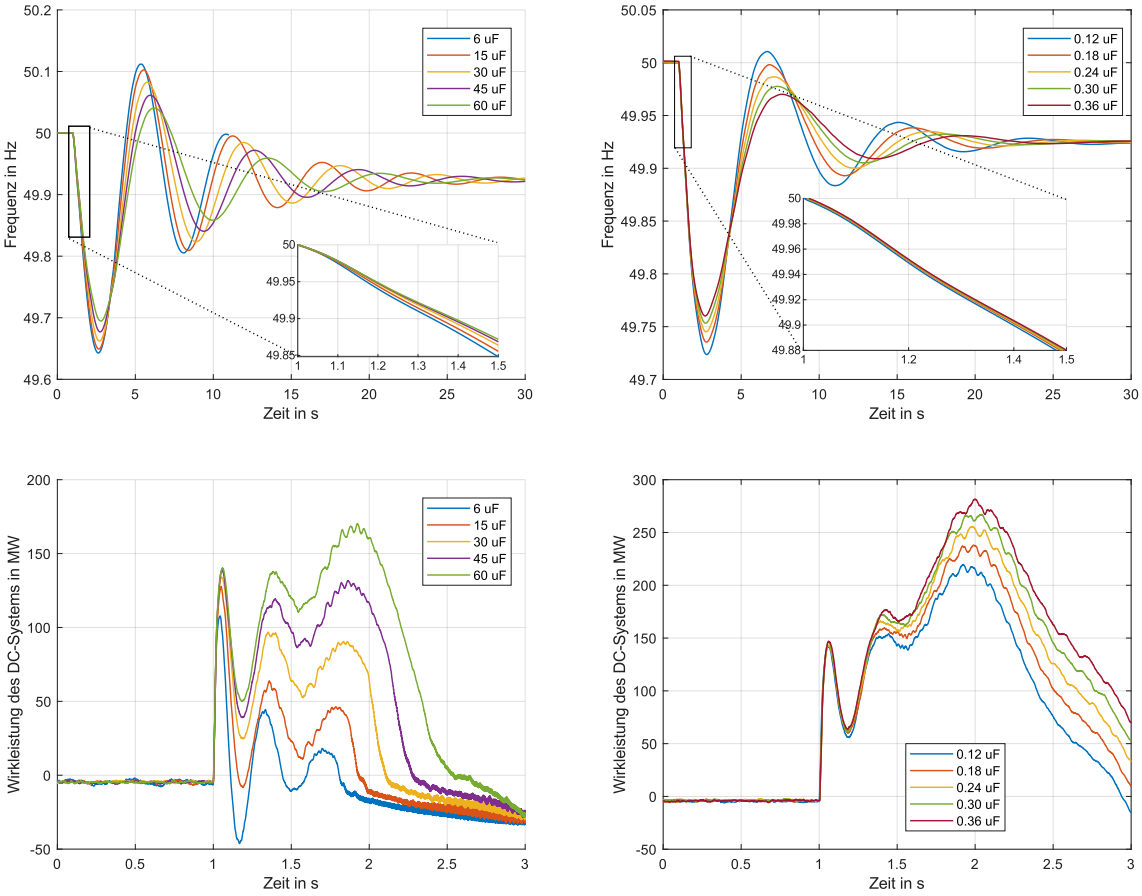


Abbildung 12: Simulationsergebnisse des Studienmodells mit verschiedenen DC-Kapazitäten (links: VSC-Kapazität, rechts: DC-Kabelkapazität)

Nachdem beide Kapazitätsanteile getrennt betrachtet wurden, wird im Folgenden ihre kombinierte Wirkung untersucht. Schließlich wurde die gesamte im DC-System verfügbare Kapazität als Summe aus MMC- und DC-Kabelkapazität variiert, um deren Einfluss auf die Frequenzstabilität insgesamt zu bewerten. Abbildung 13 zeigt die Verläufe von Frequenz, ausgetauschter Wirkleistung, gespeicherter DC-Energie und DC-Spannung für Gesamtkapazitäten bis etwa 1400 µF, die zugehörigen Frequenzmetriken sind in Abbildung 14 zusammengefasst. Mit zunehmender Gesamtkapazität hebt sich der Frequenznadir kontinuierlich an (von etwa 49,65 Hz auf 49,76 Hz), die Frequenzschwingung wird stärker gedämpft und die Auslenkung der DC-Spannung verringert sich.

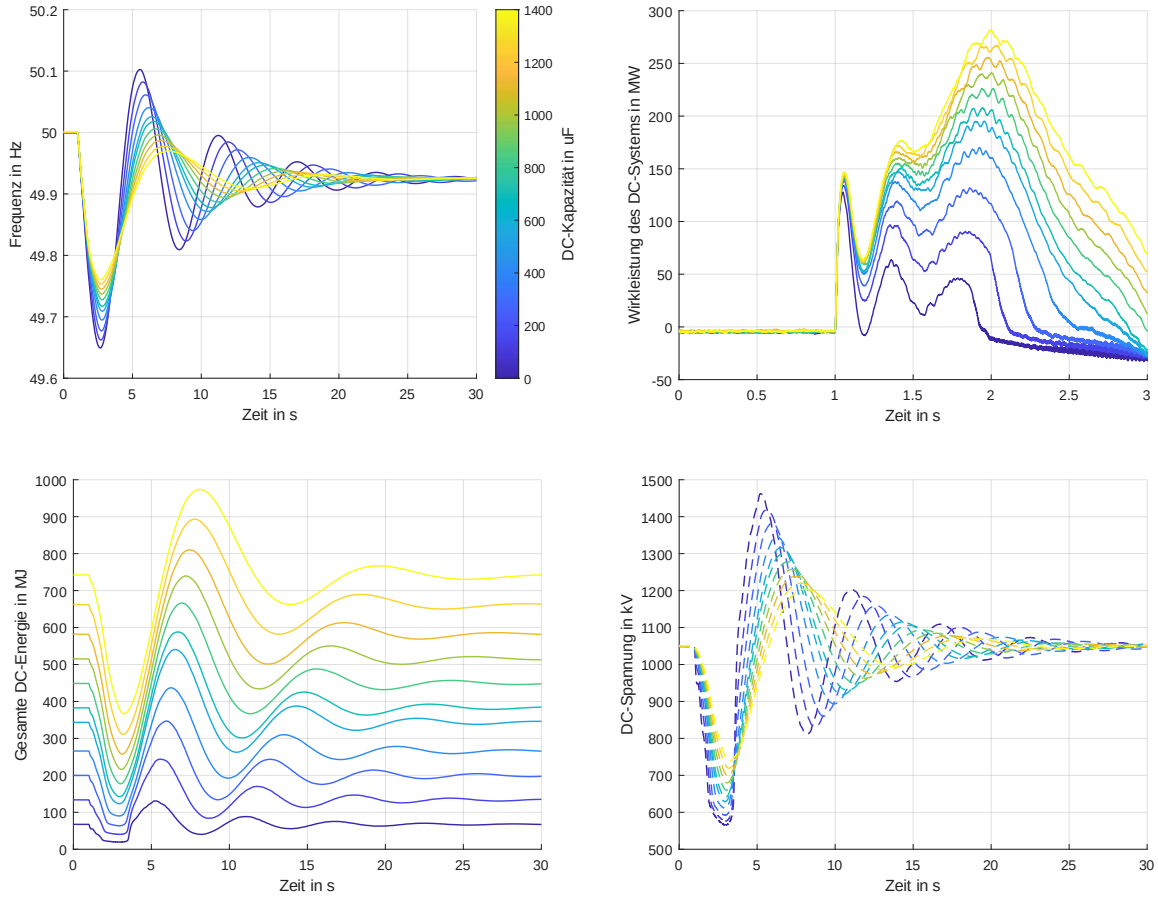


Abbildung 13: Simulationsergebnisse des Studienmodells mit verschiedenen DC-Kapazitäten

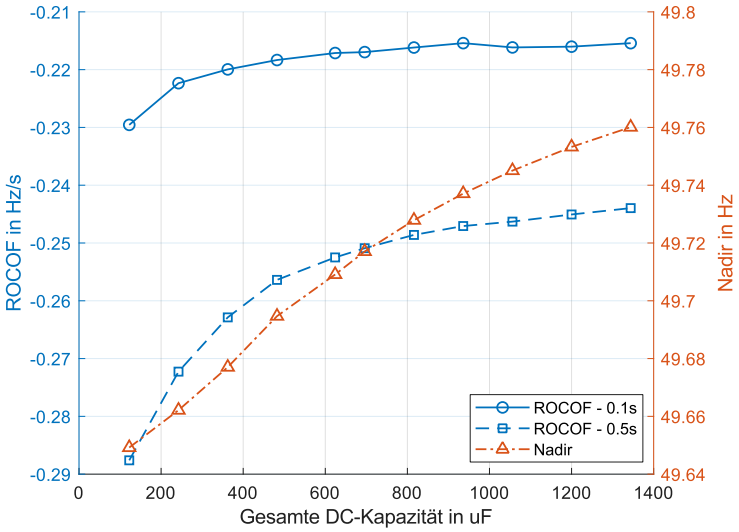


Abbildung 14: Frequenzmetriken des Studienmodells mit verschiedenen DC-Kapazitäten

Der RoCoF nimmt mit steigender Kapazität ebenfalls ab, weist jedoch ein Sättigungsverhalten auf. Während der über das 0,5-s-Fenster ermittelte RoCoF über den gesamten Bereich weiter sinkt, geht die Verbesserung des anfänglichen RoCoF (0,1 s) ab einer Gesamtkapazität von etwa 600 µF in eine Sättigung über. Eine weitere Vergrößerung der Kapazität erhöht zwar die verfügbare DC-Energie, verbessert den anfänglichen Frequenzgradienten jedoch kaum noch, da dieser ab diesem Punkt durch die netzbildende

Umrichterregelung (virtuelle Trägheit) und nicht mehr durch die verfügbare Energie begrenzt wird. Daraus folgt, dass für eine wirksame Frequenzstützung eine endliche, hinreichend dimensionierte DC-Kapazität ausreicht und eine darüber hinausgehende Vergrößerung nur eine geringe Verbesserung bringt.

Abschließend wurde die DC-Droop-Regelung der Host-Client-Regelung gegenübergestellt. Bei der DC-Droop-Regelung beteiligen sich alle Umrichter gemeinsam an der Regelung der DC-Spannung. Wie in Abbildung 15 dargestellt, wird aus der Abweichung der DC-Spannung über den Droop-Faktor $k_{\mathrm{DC}}$ eine Anpassung des Wirkleistungssollwerts gebildet, die der netzbildenden Regelung (VSM) überlagert wird. Im Gegensatz zur Host-Client-Regelung, bei der ein einzelner Umrichter die DC-Spannung regelt, verteilt sich die Stützung damit auf alle Umrichter. Verglichen wurden die DC-Droop-Regelung mit GFM an allen Umrichtern und die Host-Client-Regelung mit GFM an einem einzelnen Umrichter (VSC 5).

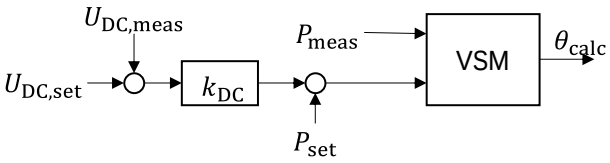


Abbildung 15: Struktur der DC-Droop-Regelung

Hinsichtlich des Frequenzverlaufs in Abbildung 16 links leistet die konstante PQ-Regelung keinen Beitrag zur Momentanreserve, sodass sich der höchste RoCoF und der tiefste Frequenznadir ergeben. Die GFL- und die GFM-Regelung in der Host-Client-Struktur weisen einen ähnlichen Frequenzverlauf auf und verbessern Frequenznadir und RoCoF gegenüber der konstanten PQ-Regelung. Die GFM-Regelung stützt die Frequenz dabei über die bereitgestellte Momentanreserve. Die GFM-Regelung mit DC-Droop weist demgegenüber einen geringfügig tieferen Frequenznadir auf, schwingt sich jedoch schneller auf die quasistationäre Frequenz ein. Da bei der DC-Droop-Regelung mehrere Umrichter zur Stützung der DC-Spannung beitragen, fällt deren Frequenzstützung geringer aus, was den etwas tieferen Nadir erklärt. Gleichzeitig bewirkt die verteilte Stützung ein schnelleres Einschwingen.

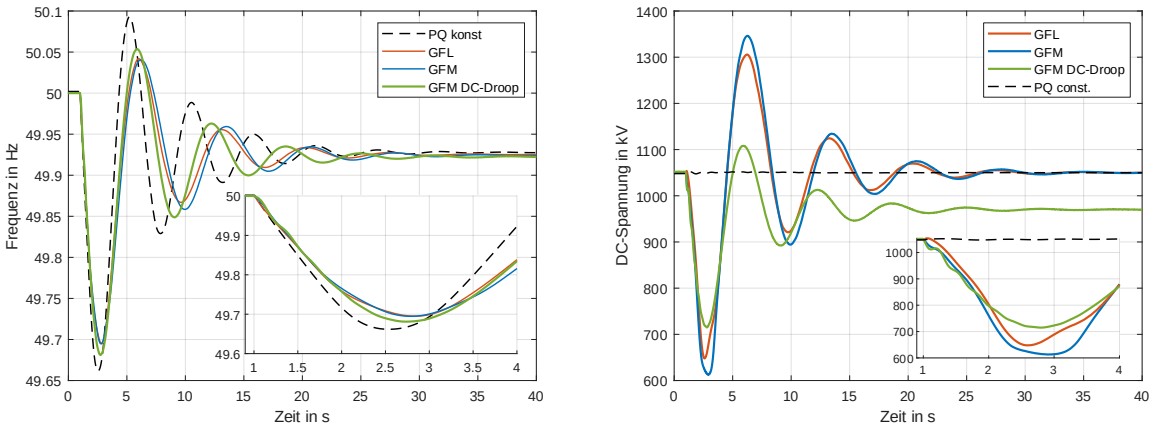


Abbildung 16: Simulationsergebnisse des Studienmodells mit verschiedenen DC-Regelungen

Im Verlauf der DC-Spannung in Abbildung 16 rechts zeigen sich dagegen deutliche Unterschiede. Bei der konstanten PQ-Regelung bleibt die DC-Spannung nahezu unverändert bei 1050 kV. In der Host-

Client-Struktur wird die DC-Spannung durch den als Host betriebenen Umrichter VSC 4 über einen PI-Regler geregelt, sodass im stationären Zustand keine Regelabweichung verbleibt. Aufgrund der virtuellen Trägheit entnimmt die GFM-Regelung dabei mehr Energie als die GFL-Regelung, weshalb ihr Spannungsnadir mit etwa 615 kV tiefer ausfällt als bei der GFL-Regelung (etwa 650 kV). Die GFM-Regelung mit DC-Droop führt demgegenüber zu einer höheren minimalen DC-Spannung (etwa 715 kV) und einem kleineren Überschwingen (etwa 1110 kV statt 1345 kV), da die Stützung auf mehrere Umrichter verteilt wird; aufgrund der Droop-Charakteristik verbleibt jedoch eine bleibende Regelabweichung der DC-Spannung.

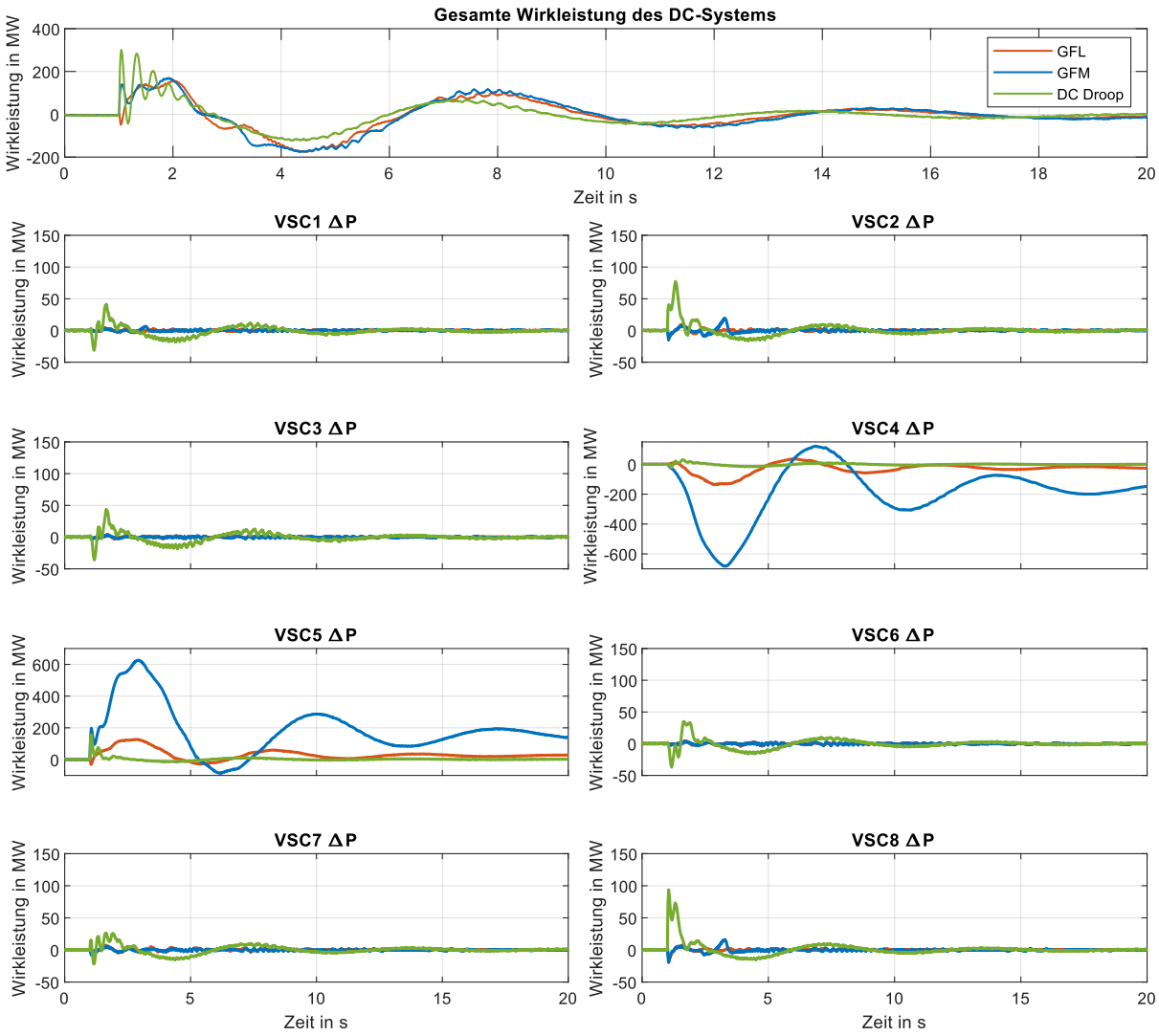


Abbildung 17: Wirkleistungsaufteilung zwischen den HGÜ-Umrichtern mit verschiedenen Regelungen

Die beschriebenen Unterschiede im Frequenz- und DC-Spannungsverhalten gehen unmittelbar auf die Aufteilung der Stützleistung auf die einzelnen Umrichter zurück. Diese Leistungsaufteilung ist in Abbildung 17 dargestellt. Bei der GFL- und der GFM-Regelung in der Host-Client-Struktur tragen ausschließlich VSC 5 (Frequenzstützung) und VSC 4 (DC-Spannungshaltung) bei, während die Wirkleistung der übrigen Umrichter nahezu konstant bleibt. Beide Umrichter wirken dabei gegenläufig: VSC 5 speist zur Frequenzstützung Wirkleistung ein (bei GFM bis zu etwa +600 MW), während VSC 4 zur

Aufrechterhaltung der DC-Spannung eine entsprechende Gegenleistung aufnimmt (bis zu etwa −650 MW); die GFM-Regelung weist dabei eine höhere Leistungsübertragung im DC-System auf als die GFL-Regelung. Bei der GFM-Regelung mit DC-Droop tragen dagegen alle Umrichter zur Frequenz- und DC-Spannungsstützung bei, und die Wirkleistung von VSC 5 nimmt gegenüber der Host-Client-Struktur in kurzer Zeit ab, da die Stützung von den übrigen Umrichtern mitgetragen wird. Während die Stützleistung in der Host-Client-Struktur somit auf zwei Umrichter konzentriert ist, die entsprechend für hohe Leistungsspitzen ausgelegt sein müssen, verteilt sie sich bei der DC-Droop-Regelung auf alle Umrichter und verringert die Belastung des einzelnen Umrichters deutlich.

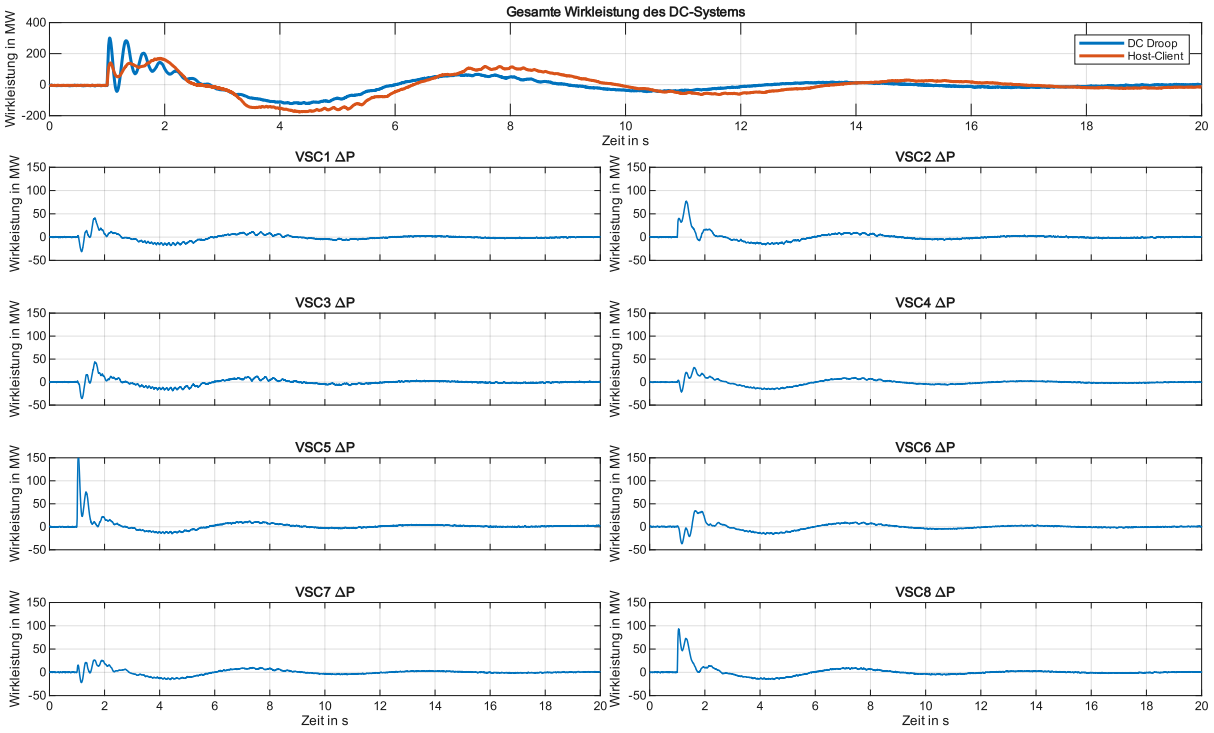


Abbildung 18: Wirkleistungsaufteilung zwischen den HGÜ-Umrichtern mit GFM DC-Droop-Regelung/Host-Client-Regelung

Abbildung 18 stellt die gesamte vom DC-System bereitgestellte Wirkleistung für die Host-Client- und die DC-Droop-Struktur gegenüber. Da bei der DC-Droop-Regelung mehrere GFM-Umrichter eine virtuelle Trägheit bereitstellen, ist die im ersten Moment nach der Störung bereitgestellte Wirkleistung höher als in der Host-Client-Struktur. Allerdings wirken der DC-Spannungs-Droop und der Frequenz-Droop einander entgegen, was unmittelbar nach der Störung zu einer ausgeprägten Oszillation der Wirkleistung führt. Danach stellt sich bei der DC-Droop-Regelung jedoch ein schnelleres Einschwingen ein. Die Betrachtung der einzelnen Umrichter zeigt zudem, dass deren Beitrag nicht gleichmäßig verteilt ist, sondern vom elektrischen Abstand zum Störungsort abhängt. Umrichter mit stärkerer elektrischer Kopplung an den Ausfallort beteiligen sich stärker an der Stützung als weiter entfernte Umrichter.

Zusammenfassend stellen die HGÜ-Umrichter durch eine netzbildende Regelung (GFM) eine virtuelle Trägheit bereit und verbessern damit den transienten Frequenzverlauf, insbesondere den Frequenzgra-

dienten und den Frequenznadir. Die hierfür erforderliche Energie wird der DC-seitigen Kapazität entnommen, deren Wirkung ab einer Gesamtkapazität von etwa 600 µF in eine Sättigung übergeht, sodass eine endliche, hinreichend dimensionierte DC-Kapazität ausreicht. Eine DC-Droop-Regelung verteilt die Stützung auf alle Umrichter und verringert so die Belastung des einzelnen Umrichters sowie die Auslenkung der DC-Spannung, führt jedoch zu einer bleibenden Abweichung der DC-Spannung. Damit liegt ein HGÜ-Regelkonzept zur Verbesserung der Frequenzstabilität vor und die erforderliche DC-Kapazität als Energiespeicher ist definiert; der Meilenstein MS 2-4-3 wurde erreicht.

### 2.1.5 Arbeitspaket 2.4.4: Auswirkungen Umrichterregelungen und Energiespeicher auf die bleibende Regelabweichung der Primärregelung

In AP 2.4.4 wurde untersucht, inwieweit die HGÜ-Umrichter und die DC-seitigen Energiespeicher die nach einem Generatorausfall verbleibende Regelabweichung der Frequenz – also die quasi-stationäre Frequenzabweichung der Primärregelung – beeinflussen können. Hierzu wurde im Studienmodell erneut der Ausfall des Generators G8 betrachtet und der Einfluss dreier Faktoren auf die bleibende Regelabweichung analysiert: der Umrichterregelung (konstante PQ-Regelung, GFL, GFM und GFM mit DC-Droop), der DC-Spannungsregelung (Host-Client- bzw. DC-Droop-Regelung) sowie der DC-seitigen Momentanreserve, die über die DC-Kapazität variiert wurde.

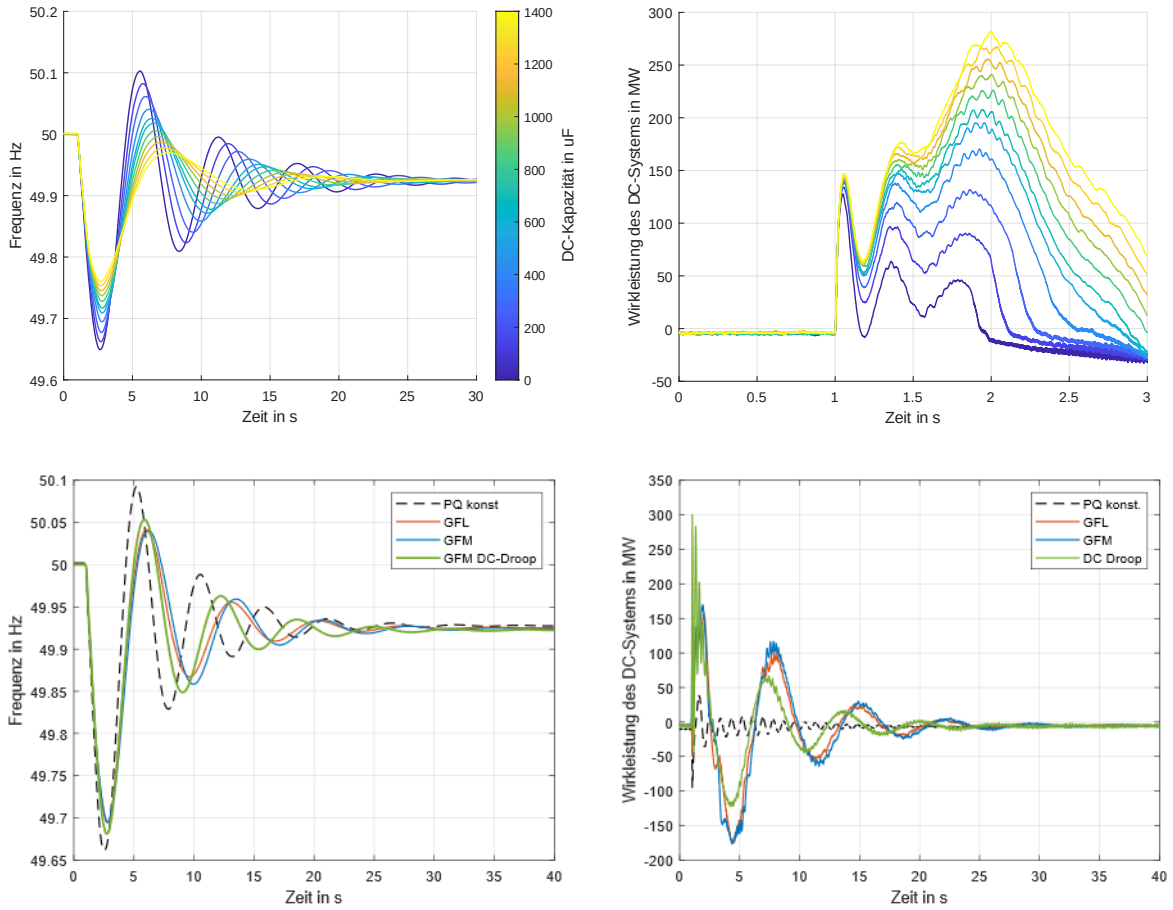


Abbildung 19: Simulationsergebnisse des Studienmodells mit verschiedenen DC-Kapazitäten und Umrichterregelungen

Abbildung 19 zeigt den Frequenz- und Leistungsverlauf bei Variation der Umrichterregelung und der DC-Kapazität. Die Auswirkung der DC-Spannungsregelung wurde bereits in AP 2.4.3 betrachtet. In allen untersuchten Fällen stellt sich nach dem Abklingen des transienten Vorgangs dieselbe quasistationäre Frequenz ein. Die bleibende Regelabweichung wird weder durch die DC-Kapazität noch durch die Leistungsregelung oder die DC-Regelung beeinflusst. Ursächlich hierfür ist, dass die vom DC-System ausgetauschte Wirkleistung vor und nach dem Generatorausfall denselben Wert annimmt. Die HGÜ-Umrichter leisten zwar einen transienten Beitrag zur Frequenzstützung, im stationären Endzustand jedoch keinen zusätzlichen Wirkleistungsbeitrag. Die zur Deckung des Leistungsdefizits erforderliche Primärregelleistung wird daher ausschließlich von den Synchrongeneratoren bereitgestellt, sodass die quasistationäre Frequenz allein durch deren Primärregelstatik bestimmt wird. Die Einflussfaktoren auf die bleibende Regelabweichung des Studienmodells nach einem Generatorausfall sind damit bekannt. Der Meilenstein MS 2-4-4 wurde erreicht.

**Zusammenfassung**

In diesem Teilvorhaben wird der Beitrag der HGÜ-Umrichter zur Frequenzstabilität in hybriden AC-DC-Übertragungsnetzen aufgezeigt. Die Untersuchung konzentriert sich auf den Einfluss der Umrichterregelung und der DC-seitigen Energiespeicher auf das Frequenzverhalten nach einem Generatorausfall. Es wird festgestellt, dass eine netzbildende Umrichterregelung (GFM) über die emulierte virtuelle Trägheit den Frequenzgradienten und den Frequenznadir wirksam verbessert, während eine netzfolgende Regelung (GFL) mit Wirkleistungsdroop lediglich eine primärregelähnliche Stützung ohne Trägheitsbeitrag liefert.

Die für die Frequenzstützung erforderliche Energie wird der DC-seitigen Kapazität entnommen; deren Wirkung weist ein Sättigungsverhalten auf, sodass eine endliche, hinreichend dimensionierte DC-Kapazität ausreicht. Folgerichtig sollte die DC-Kapazität der HGÜ-Umrichter im Hinblick auf den erforderlichen Trägheitsbeitrag dimensioniert werden, da eine darüber hinausgehende Vergrößerung keinen wesentlichen Zusatznutzen bringt. Wird die DC-Spannung über eine DC-Droop-Regelung statt über eine Host-Client-Regelung koordiniert, verteilt sich die Stützung auf alle Umrichter, wodurch die Belastung des einzelnen Umrichters und die Auslenkung der DC-Spannung verringert werden.

Es wird zudem festgestellt, dass die bleibende Regelabweichung der Frequenz nicht durch die HGÜ-Umrichter minimiert werden kann, da diese im stationären Endzustand keinen zusätzlichen Wirkleistungsbeitrag leisten; die quasi-stationäre Frequenz wird allein durch die Primärregelung der Synchrongeneratoren bestimmt. Im zukünftigen Stromnetz mit einer höheren Durchdringung umrichterbasierter Erzeugungseinheiten und entsprechend geringerer Systemträgheit können die HGÜ-Umrichter somit das transiente Frequenzverhalten stützen und eine virtuelle Trägheit bereitstellen, während die stationäre

Frequenzhaltung weiterhin durch frequenzregelnde Erzeugungseinheiten mit ausreichender Leistungsreserve sicherzustellen ist.

## 2.2 Zusammenfassung zahlenmäßiger Nachweis

Der zahlenmäßige Nachweis beinhaltet die Posten „Beschäftigte E12-E15“ (Wissenschaftliche Mitarbeiter), „Beschäftigungsentgelte“ (Studentische Hilfskräfte) und „Dienstreisen“. Die jeweiligen Ausgaben summiert nach Jahren sind in Tabelle 6 aufgelistet.

Tabelle 6: Zusammenfassung zahlenmäßiger Nachweis

| Position | Bezeichnung | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | Summe |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 812 | Beschäftigte E12 - E15 | 54.763,40 | 70.646,61 | 72.355,86 | 18.248,58 | 216.014,45 |
| 822 | Beschäftigungsentgelte | 2.940,83 | 16.058,75 | 7.513,86 | 1.905,66 | 28.419,10 |
| 846 | Dienstreisen | 3.283,50 | 511,55 | 3.524,36 | 3.016,85 | 10.336,26 |
| Summe | | 60.987,73 | 87.216,91 | 83.394,08 | 23.171,09 | 254.769,81 |

## 2.3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die durchgeführten Arbeiten waren für die Erreichung der Projektziele notwendig. Die Energiewende erfordert einen verstärkten Ausbau der Übertragungsnetze; mit dem zunehmenden Anteil umrichterbasierter Erzeugung und der damit sinkenden Systemträgheit gewinnt insbesondere die Frequenzstabilität an Bedeutung. Die Untersuchung des Beitrags der HGÜ-Umrichter zur Frequenzstabilität leistet hierzu einen Beitrag im Sinne der Ziele der Energieforschungsförderung des BMWE. Die Bearbeitung dieser Fragestellungen erfordert ein beträchtliches wissenschaftliches Fachwissen sowie mehrjährige Forschungsaktivitäten und damit erhebliche Aufwendungen, die ohne die Förderung durch das BMWE nicht tragbar gewesen wären; die öffentliche Finanzierung war somit eine wesentliche Voraussetzung für die Durchführung des Teilvorhabens.

Die im Projektzeitraum durchgeführten Arbeiten sowie die dafür aufgewandten Ressourcen waren angemessen, da sie der in der Vorhabenbeschreibung formulierten Planung zur Zielerreichung entsprechen. Die in den Arbeitspaketen AP 1.1 sowie AP 2.4.1 bis AP 2.4.4 vorgesehenen Aufgaben wurden vollständig und erfolgreich bearbeitet und die zugehörigen Meilensteine erreicht. Das Teilvorhaben wurde ohne zeitliche Verzögerung und ohne Abweichung von der Arbeits-, Zeit- und Kostenplanung durchgeführt, zusätzliche Ressourcen waren nicht erforderlich.

## 2.4 Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

Im Rahmen der Forschungsarbeiten konnten vom Zuwendungsempfänger TU Darmstadt relevante Ergebnisse und Erkenntnisse sowohl im Bereich der Modellierung und Regelung der HGÜ-Umrichter als

auch im Bereich der Frequenzstabilität hybrider AC-DC-Übertragungsnetze gewonnen werden. Nutzungsmöglichkeiten der Ergebnisse ergeben sich hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Auswirkungen wie auch der wissenschaftlichen und technischen Anschlussfähigkeit.

Es wird mittels der präsentierten Ergebnisse aufgezeigt, dass netzbildend geregelte HGÜ-Umrichter durch die Bereitstellung einer virtuellen Trägheit den transienten Frequenzverlauf nach einem Generatorausfall, insbesondere Frequenzgradient und Frequenznadir, verbessern und dass hierfür eine endliche, hinreichend dimensionierte DC-Kapazität ausreicht. Daraus ergibt sich ein volkswirtschaftlicher Nutzen im Sinne der förderpolitischen Ziele, da die HGÜ-Umrichter mit geringem zusätzlichem Investitionsaufwand zur Frequenzstabilität eines Übertragungsnetzes mit hohem Anteil umrichterbasierter Erzeugung beitragen können.

Wissenschaftlich können die im Projekt entwickelten Modelle und Methoden sowie die gewonnenen Erkenntnisse für weiterführende Forschungsarbeiten auf dem Gebiet der Frequenzstabilität hybrider AC-DC-Übertragungsnetze genutzt werden. Ebenso können sie in den Lehrveranstaltungen des Fachgebiets eingesetzt werden, insbesondere in der Vorlesung „Elektrische Energieversorgung 3" sowie im Praktikum „Simulation des elektrischen Energieversorgungssystems", in denen auf HGÜ-Systeme und die Stabilität des Übertragungsnetzes eingegangen wird.

Zur Sicherstellung der technischen Anschlussfähigkeit war der deutsche Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission GmbH als Partner im Projekt eingebunden und konnte unmittelbar von den gewonnenen Erkenntnissen profitieren. Darüber hinaus wurden die wesentlichen Ergebnisse im Konsortium sowie auf dem Abschlussworkshop zusammengeführt. Die im Projekt gewonnenen Erkenntnisse wurden zudem in fünf Beiträgen auf international renommierten Fachkonferenzen veröffentlicht, die in Abschnitt 2.6 aufgeführt sind.

## 2.5 Fortschritt auf dem Gebiet bei anderen Stellen

Während der Projektlaufzeit hat das Themenfeld der netzbildenden Umrichterregelung (Grid-Forming) und der Frequenzstabilität in Netzen mit geringer Trägheit national wie international stark an Bedeutung gewonnen. So wurden die Anforderungen an netzbildende Eigenschaften von HGÜ-Umrichtern unter anderem im Netzentwicklungsplan, in den Netzanschlussregeln sowie in Arbeitsgremien der ENTSO-E weiterentwickelt, und das Thema wurde in zahlreichen Forschungsarbeiten und Verbundvorhaben aufgegriffen. Erkenntnisse, die die im Teilvorhaben erzielten Ergebnisse überholt oder vorweggenommen hätten, sind dem Zuwendungsempfänger jedoch nicht bekannt geworden.

## 2.6 Veröffentlichungen

Im Rahmen des Projekts wurden vom Zuwendungsempfänger fünf Veröffentlichungen auf internationalen Fachkonferenzen vorgestellt.

[1] You, C., Xiao, X., Shen, C., Choudhury, S., & Hanson, J. (2023, October). Development of a Dynamic Hybrid Meshed AC/DC Transmission Grid for Studying Small-Signal Rotor Angle Stability. In 2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE) (pp. 1-5). IEEE.

[2] Li, S., Xiao, X., Hebing, A., Jia, Y., Choudhury, S., & Hanson, J. (2025, March). Lyapunov stability analysis of grid forming converters using sum of squares optimization. In IET Conference Proceedings CP918 (Vol. 2025, No. 6, pp. 245-251). Stevenage, UK: The Institution of Engineering and Technology.

[3] Gatermann, C. T., Li, S., Schlegel, S., Hanson, J., & Westermann, D. (2025, September). Investigation of Frequency Stability in Hybrid Grids During HVDC-Based Curative Congestion Management. In NEIS 2025; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems (pp. 46-51). VDE.

[4] Li, S., Freidinger, F., Hebing, A., Jung, L., Xiao, X., & Hanson, J. (2025). Frequency stability in hybrid AC-DC transmission systems – Evaluation of grid-forming and grid-following converter controls with DC momentary reserves (Paper B4_10814_2025). In Proceedings of the CIGRE 2025 International Symposium, Montréal. International Council on Large Electric Systems (CIGRE). https://www.e-cigre.org

[5] Czerwinska, A., Kuschke, M., Li, S., Hanson, J., Gatermann, C., Schlegel, S., Westermann, D., & Strunz, K. (2026). Overlay network (OVANET) for integrated high voltage AC and DC power system. In Proceedings of the 22nd IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC Europe 2026), Berlin, Germany. IET. (im Erscheinen)

# A Literaturverzeichnis


[1] Song, G., Wang, T., Huang, X., & Zhang, C. (2019). An improved averaged value model of MMC-HVDC for power system faults simulation. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 110, 223-231.

[2] 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, & TransnetBW. (2025). Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025), 1. Entwurf. https://www.netzentwicklungsplan.de

[3] VDE-AR-N 4130:2018-11 – Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung). VDE FNN, November 2018.

[4] Kundur, P., Paserba, J., Ajjarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., ... & Vittal, V. (2004). Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. IEEE transactions on Power Systems, 19(3), 1387-1401.

[5] Hatziargyriou, N., Milanovic, J., Rahmann, C., Ajjarapu, V., Canizares, C., Erlich, I., … & Vournas, C. (2020). Definition and classification of power system stability–revisited & extended. IEEE Transactions on Power Systems, 36(4), 3271-3281.

[6] Gawlik, W., Lechner, A., & Schürhuber, R. (2017). Inertia Certificates-Bedeutung und Wert von Momentanreserve für den Verbundnetzbetrieb. In Klimaziele 2050: Chance für einen Paradigmenwechsel? (pp. 1-8).

[7] Huang, Y., Wang, Y., Li, C., Zhao, H., & Wu, Q. (2022). Physics insight of the inertia of power systems and methods to provide inertial response. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 8(2), 559-568.

[8] Nedd, M., Browell, J., Bell, K., & Booth, C. (2019). Containing a credible loss to within frequency stability limits in a low-inertia GB power system. IEEE Transactions on Industry Applications, 56(2), 1031-1039.

[9] Fradley, J., Preece, R., & Barnes, M. (2017, February). VSC-HVDC for frequency support (a review). In 13th IET International conference on AC and DC power transmission (ACDC 2017) (pp. 1-6). IET.

[10] Endegnanew, A. G., & Uhlen, K. (2016, April). Global analysis of frequency stability and inertia in AC systems interconnected through an HVDC. In 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON) (pp. 1-6). IEEE.

[11] Yu, M., Dyśko, A., Booth, C. D., Roscoe, A. J., & Zhu, J. (2014, September). A review of control methods for providing frequency response in VSC-HVDC transmission systems. In *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)* (pp. 1-6). IEEE.

[12] Bucurenciu, A., Ndreko, M., Popov, M., & van der Meijden, M. A. (2015, June). Frequency response using MTDC grids: A comparative study of common methods. In 2015 IEEE Eindhoven PowerTech (pp. 1-6). IEEE.

[13] Gonzalez-Longatt, F. M. (2015, July). Activation schemes of synthetic inertia controller on full converter wind turbine (type 4). In 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting (pp. 1-5). IEEE.

[14] Zhu, J., Booth, C. D., Adam, G. P., & Roscoe, A. J. (2011, October). Inertia emulation control of VSC-HVDC transmission system. In 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (Vol. 1, pp. 1-6). IEEE.

[15] Junyent-Ferr, A., Pipelzadeh, Y., & Green, T. C. (2014). Blending HVDC-link energy storage and offshore wind turbine inertia for fast frequency response. IEEE Transactions on sustainable energy, 6(3), 1059-1066.

[16] Zhang, L., Harnefors, L., & Nee, H. P. (2009). Power-synchronization control of grid-connected voltage-source converters. IEEE Transactions on Power systems, 25(2), 809-820.

[17] Chandorkar, M. C., Divan, D. M., & Adapa, R. (1993). Control of parallel connected inverters in standalone AC supply systems. IEEE transactions on industry applications, 29(1), 136-143.

[18] Zhong, Q. C., & Weiss, G. (2010). Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators. IEEE transactions on industrial electronics, 58(4), 1259-1267.

[19] Arghir, C., Jouini, T., & Dörfler, F. (2018). Grid-forming control for power converters based on matching of synchronous machines. Automatica, 95, 273-282.

[20] Tayyebi, A., Groß, D., Anta, A., Kupzog, F., & Dörfler, F. (2020). Frequency stability of synchronous machines and grid-forming power converters. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 8(2), 1004-1018.

[21] Dai, J., Phulpin, Y., Sarlette, A., & Ernst, D. (2012). Coordinated primary frequency control among non-synchronous systems connected by a multi-terminal high-voltage direct current grid. IET generation, transmission & distribution, 6(2), 99-108.

[22] Dai, J., Phulpin, Y., Sarlette, A., & Ernst, D. (2010, August). Impact of delays on a consensus-based primary frequency control scheme for AC systems connected by a multi-terminal HVDC grid. In 2010 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control-VIII (IREP) (pp. 1-9). IEEE.

[23] de Haan, J. E., Concha, C. E., Gibescu, M., van Putten, J., Doorman, G. L., & Kling, W. L. (2016). Stabilising system frequency using HVDC between the Continental European, Nordic, and Great Britain systems. Sustainable Energy, Grids and Networks, 5, 125-134.

[24] Khederzadeh, M., Maleki, H., & Asgharian, V. (2016). Frequency control improvement of two adjacent microgrids in autonomous mode using back to back Voltage-Sourced Converters. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 74, 126-133.

[25] Sass, F., Sennewald, T., Marten, A. K., & Westermann, D. (2017). Mixed AC high-voltage direct current benchmark test system for security constrained optimal power flow calculation. IET Generation, Transmission & Distribution, 11(2), 447-455.

[26] Hebing, A., Xiao, X., Pfendler, A., & Hanson, J. (2023, June). Tuning of Cascaded Droop Control Systems for Power Converters Based on the Eigenvalue Analysis. In 2023 IEEE Belgrade PowerTech (pp. 1-6). IEEE.

[27] ENTSO-E. (2013). Documentation on controller tests in test grid configurations (RG-CE System Protection and Dynamics Sub Group). European Network of Transmission System Operators for Electricity. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/RG_SOC_CE/131127_Controller_Test_Report.pdf