

Anne-Katrin Marten

**Integration der Betriebsführung eines HGÜ-Overlay-Netzes in die  
Leitungs-Frequenz-Regelung eines Drehstrom-Verbundnetzes**

## **Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA)**

Herausgegeben von  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann  
(Fachgebiet Elektrische Energieversorgung) und  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger  
(Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen)  
an der TU Ilmenau.

**Band 3**

Anne-Katrin Marten

**Integration der Betriebsführung eines  
HGÜ-Overlay-Netzes in die  
Leitungs-Frequenz-Regelung eines  
Drehstrom-Verbundnetzes**



Universitätsverlag Ilmenau  
2012

# Impressum

## **Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek**

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Angaben sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Diese Arbeit hat der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Ilmenau als Masterarbeit vorgelegen.

Verantwortlicher Hochschullehrer und Betreuer: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

Tag der Verteidigung: 24. November 2011

Technische Universität Ilmenau/Universitätsbibliothek

### **Universitätsverlag Ilmenau**

Postfach 10 05 65

98684 Ilmenau

[www.tu-ilmenau.de/universitaetsverlag](http://www.tu-ilmenau.de/universitaetsverlag)

### **Herstellung und Auslieferung**

Verlagshaus Monsenstein und Vannerdat OHG

Am Hawerkamp 31

48155 Münster

[www.mv-verlag.de](http://www.mv-verlag.de)

**ISSN** 2194-2838 (Druckausgabe)

**ISBN** 978-3-86360-038-9 (Druckausgabe)

**URN** urn:nbn:de:gbv:ilm1-2012100102

---

### Titelfotos:

@iStockphoto.com : JLGutierre ; timmy ; 3alexnd ; Elxeneize ; tap10

yuyang/Bigstock.com

M. Streck, FG EGA | F. Nothnagel, FG EGA | D. Westermann, FG EEV

## Kurzfassung

Der Anteil Erneuerbarer Energien in Deutschland und in Europa allgemein nimmt signifikant zu, um so den Ausstoß von Kohlenstoffdioxid zu senken. Die Errichtung eines Großteils derartiger Erzeugungsanlagen kann aufgrund von klimatischen Gegebenheiten nur an wenigen Orten erfolgen, die Lasten bleiben weiterhin dezentral verteilt und konventionelle Kraftwerke werden sukzessive abgeschaltet. Daher wird ein durchgängig automatisiertes und leistungsfähiges Elektroenergieübertragungsnetz zum Langstreckentransport großer Energiemengen unverzichtbar. Eine mögliche Lösung dieser Herausforderung ist ein europaweit vermaschtes Overlay-Netz. Dieses kann auf der HGÜ-Technologie basieren und verbindet Regionen großer Einspeisung aus regenerativen Quellen mit Lastzentren. Aufgrund seiner technologischen Eigenschaften gegenüber einem AC-Netz muss ein HGÜ-Overlay-Netz Systemdienstleistungen wie die Leistungs-Frequenz-Regelung aktiv unterstützen, damit die Systemstabilität und Versorgungssicherheit ebenso sichergestellt werden können, wie mit dem heutigen auf allen Netzebenen realisierten AC-Netz. In dieser Arbeit wird ein neuartiges Verfahren für die Beteiligung eines HGÜ-Overlay-Netzes am Regelleistungstransport entwickelt. Gleichzeitig realisiert diese Betriebsführung auch die anteilige Übernahme anderweitig hervorgerufener Leistungsflüsse z.B. durch Energiehandelsgeschäfte. Numerische Fallstudien zeigen einige Vorteile dieses Verfahrens bei unterschiedlichen Störungen des AC-DC-Übertragungsnetzes auf. Es wird gezeigt, dass ein HGÜ-Overlay-Netz mit der entwickelten Betriebsführung das AC-Netz um einen einstellbaren Anteil der Leistungsflüsse entlastet und die Leitungs-Frequenz-Regelung z.B. im Hinblick auf Schnelligkeit und Frequenzabweichungen verbessert.

## Abstract

To reduce emission of carbon dioxide the proportion of renewable energies is rapidly growing in German and European grids in general. Additionally, the bulk of them are generated in only a few spots in European transmission grid, whereas conventional power plants will shut down and the load center distribution will still be decentralized. This results in the need of a new and powerful transmission grid, which is able to transport bulk power over long distances. To overcome this challenge one of the discussed solutions for Europe is an Overlay-Network based on HVDC technology connecting spots of bulk renewable energy plants and important load centers. Because of different performance compared to an ac grid, it is necessary for an HVDC-Overlay-Network to actively sustain system services such as power frequency control to ensure system stability and power quality as well as the ac grid does. A novel method for realizing participation of a HVDC-Overlay-Network in power frequency control is presented. It hasn't only an advantage for load-frequency-power flows, but also for contracted balancing power flows which are also feed via the dc grid pro rata. Numerical case studies are made to show some benefits of this method in case of various disturbances. It is shown that a HVDC-Overlay-Network with the developed operating control releases the ac grid by an adjustable amount of power flows and improves the power frequency control for example in terms of promptness and lower frequency deviations.

## **Danksagung**

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Westermann für die Gestaltung der Lehre während meines gesamten Masterstudiums an der TU Ilmenau und die hervorragende Betreuung von Projektarbeiten insbesondere meiner Masterarbeit am Fachgebiet Elektrische Energieversorgung. Stets nimmt er sich die Zeit für Fragen und ausführliche Diskussionen.

Außerdem danke ich allen anderen Mitarbeitern des Fachgebiets Elektrische Energieversorgung für den Gedankenaustausch und die Vermittlung von Erfahrungen.

Ganz herzlich möchte ich mich auch bei meiner Familie und meinem Freund für ihre Unterstützung und das mir entgegengebrachte Verständnis bedanken.

Ilmenau im November 2011, Anne-Katrin Marten

## Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung .....	V
Abstract.....	V
Danksagung .....	VI
Inhaltsverzeichnis .....	VII
1 Einleitung .....	1
2 Stand der Technik .....	4
2.1 Netzbetriebsführung .....	4
2.2 Leistungs-Frequenz-Regelung .....	6
2.2.1 Primärregelung .....	10
2.2.2 Sekundärregelung .....	12
2.3 Netzkennlinienverfahren .....	16
2.4 Netzseitige Anforderungen an die P-f-Regelung .....	18
2.5 Horizontaler Belastungsausgleich .....	20
2.6 Technologien für ein Overlay-Netz .....	21
2.7 Betriebsführung HGÜ-Overlay-Netz – Stand der Technik .....	23
2.7.1 DC-seitige HGÜ-Spannungsregelung .....	24
2.7.2 Integration einer HGÜ in die P-f-Regelung .....	26
2.7.3 Systemverantwortung für das Overlay-Netz .....	30
2.8 Fazit und Forschungsfrage .....	32
3 Betriebsführungsverfahren für ein vermaschtes HGÜ-Netzes .....	34
3.1 Anforderungen .....	34
3.2 Spannungsregelung im HGÜ-Overlay-Netz .....	34
3.3 Winkelgradientenverfahren .....	36
4 Numerische Fallstudien .....	42
4.1 Referenznetz .....	42
4.2 Szenarien .....	45
4.3 Systemmodellierung .....	47
4.4 Ergebnisse .....	48
4.4.1 Szenario 1: Kraftwerksausfall .....	48

4.4.2	Szenario 2: Partieller Umrichter-ausfall.....	52
4.4.3	Szenario 3: Ausfall einer DC-Leitung.....	54
4.4.4	Szenario 4: Ausfall einer AC-Leitung.....	55
4.4.5	Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung.....	59
4.4.5.1	Ohne Schräg- reglereinsatz .....	59
4.4.5.2	Mit Schräg- reglereinsatz.....	62
4.4.6	Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz.....	64
4.4.7	Szenario 7: Langzeitverhalten.....	70
4.4.8	Betriebsverhalten mit und ohne HGÜ-Overlay-Netz.....	70
4.4.9	Kleinsignalstabilität .....	72
4.4.9.1	Ungestörtes System .....	74
4.4.9.2	Gestörtes System.....	77
4.5	Fazit.....	77
5	Zusammenfassung und Ausblick.....	80
6	Literaturverzeichnis .....	IX
A	Anhang .....	XIV
A.1	Isochroner Regler eines Generators und Primärregelung .....	XIV
A.2	Regionenverteilung .....	XV
A.3	Zulässige Primärregelleistungsreservenüberschüsse .....	XVI
A.4	Referenznetz – AC-Leitungsnummerierungen.....	XVII
A.5	Referenznetz – DC-Leitungsnummerierung.....	XVIII
A.6	Regelzonen des Referenznetzes .....	XIX
A.7	Beispiel für Bilanzierung der Leistungsflüsse an Umrichtern .....	XX
A.8	Eigenwerte des ungestörten Systems.....	XXI
A.8.1	Mit HGÜ-Overlay-Netz.....	XXI
A.8.2	Ohne HGÜ-Overlay-Netz .....	XXIII
	Begriffs- & Abkürzungsverzeichnis.....	XXV
	Formelverzeichnis.....	XXVIII
	Abbildungsverzeichnis.....	XXX
	Tabellenverzeichnis .....	XXXIII



## 1 Einleitung

Knapper werdende Ressourcen fossiler Brennstoffe und das wachsende Engagement für den internationalen Umweltschutz führen dazu, dass die Nachhaltigkeit der Elektroenergieversorgung immer stärker in den Fokus aktueller Debatten rückt. Auf Grundlage internationaler und nationaler Forderungen trat am 01.01.2000 das erste *Erneuerbare Energiegesetz* (EEG) in Deutschland in Kraft. Dieses wurde durch diverse Zusätze und Veränderungen fortwährend weiter entwickelt und findet seine aktuelle Version in der am 01.01.2012 in Kraft tretenden EEG Novelle [1]. Diese soll zur Verwirklichung der Ziele des *Energiekonzeptes der Bundesregierung* dienen. Dabei handelt es sich um eine stufenweise Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien (EE), sodass bis zum Jahr 2050 80% des Bruttostromverbrauchs in Deutschland durch regenerative Energieerzeugungen gedeckt werden [2]. Ebenso plant auch die Europäische Union (EU) eine verstärkte Nutzung von EE [3], woraus sich eine Steigerung des EE-Anteils im gesamten europäischen Verbundnetz ergibt. Die wirtschaftliche und bedarfsdeckende Stromerzeugung aus EE ist unter anderem an klimatische Grundvoraussetzungen gebunden. Diese sind in Form von Windenergie besonders gut im Atlantik, Nord- und Ostsee und in Form von Sonne vor allem im Süden Europas und damit in nur wenigen Regionen hinreichend erfüllt [4], [5], [6]. In diesen Regionen werden somit neue Großkraftwerke entstehen, die nach und nach die Erzeugungsleistungen der konventionellen, dezentralen Kraftwerke ablösen. Auf Grund des volatilen bzw. diskontinuierlichen und nicht regelbaren Charakters von EE wie Wind und Sonne sind für die hauptsächlich regenerative Stromversorgung neben Großkraftwerken auch Großspeicher unabdingbar. Aber auch deren Errichtungsmöglichkeiten sind wegen geografischer Gegebenheiten sehr eingeschränkt und wären z.B. in Norwegen oder den Alpenländern denkbar. Somit sind alle großen Leistungsquellen zukünftig an wenigen Punkten im europäischen Verbundnetz konzentriert, wohingegen die Lasten nach wie vor dezentral verteilt sind.

Die neuen Anforderungen an die elektrische Energieübertragung bestehen in Europa somit mehr und mehr in der Langstreckenübertragung großer elektrischer Energiemengen. Das bestehende Verbundnetz ist dafür nicht ausgelegt, weshalb der Bedarf an einer neuen Netzebene besteht, die eigens für den Langstreckentransport elektrischer Energie ausgelegt ist: Das sogenannte Overlay-Netz. Durch den geforderten schnellen Ausbau regenerativer Erzeugungsanlagen, ist auch die Ertüchtigung des Elektroenergieübertragungsnetzes entsprechend zeitgleich notwendig, um eine sichere Energieversorgung weiterhin zu gewährleisten [7]. Ohne das seit dem 05.08.2011 in Kraft getretene *Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz* [8], welches schnellere Genehmigungsverfahren bezüglich Übertragungsleitungen mit Nennspannungen größer 110 kV ermöglicht, wäre ein derartiger Ausbau im vorgegebenen Zeitrahmen nicht realisierbar.

Für die Errichtung eines Overlay-Netzes eignet sich besonders die Ausführung in DC-Technologie als Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) oder AC-Technologie als

Hochspannungsdrehstromübertragung (HDÜ) mit einer Spannungsebene von beispielsweise 800 kV. Aufgrund nicht vorhandener Einspeisungen in diese Overlay-Netzebene müssen die Kupplungen zum dann unterlagerten 400-kV-Verbundnetz bezüglich des Wirkleistungsflusses geregelt werden. In diesem Fall und unter Berücksichtigung der besseren Möglichkeit zur Erdverlegung und damit nach heutiger Maßgabe einfacheren Genehmigungsverfahren steht im Rahmen dieser Arbeit die DC-Technologie im Vordergrund [9].

Für eine hinreichende Gewährleistung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit ist die Integration der Betriebsführung eines HGÜ-Overlay-Netzes in die Netzregelung eines Drehstrom-Verbundnetzes erforderlich. Die zur Wahrung der Frequenzstabilität arbeitende Leistungs-Frequenz-Regelung (P-f-Regelung) stellt eine zentrale Einrichtung in der Betriebsführung eines Verbundnetzes dar. Nur durch die Aktivierung von Regelleistung zur Balancierung der Netzfrequenz kann ein sicherer Systembetrieb gewährleistet werden. Die so aktivierte positive bzw. negative Regelleistung muss über ein Netz transportiert werden. Ohne spezielle regelungstechnische Einrichtungen steht ein HGÜ-Overlay-Netz nicht für den Transport von Regelleistung zur Verfügung, da ein Overlay-Netz mit leistungsflussgeregelten Kuppelstellen nicht für die natürliche Aufteilung des Leistungsflusses im Netz nach dem Kirchhoffschen Gesetz zur Verfügung stehen kann. Hier setzt die vorliegende Arbeit an und widmet sich der Fragestellung, wie die Sollwerte von HGÜ-Umrichterstationen eines vermaschten HGÜ-Overlay-Netzes angepasst werden können, sodass sich ein Overlay-Netz optimal am Transport von Regelleistung beteiligen kann.

Hierfür wird zunächst der Stand der Technik bezüglich eines Overlay-Netzes und der P-f-Regelung im Kapitel 2 analysiert. Dabei wird die Einbettung der P-f-Regelung in die Netzbetriebsführung des deutschen AC-Netzes im Abschnitt 2.1 beschrieben, bevor die Funktionsweise und Anforderungen der P-f-Regelung im Allgemeinen und das Netzkennlinienverfahren als das in Deutschland zur Anwendung kommende Sekundärregelverfahren im Speziellen beschrieben werden (Abschnitte 2.2 und 2.3). Abschnitt 2.4 legt die von der *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity* (UCTE) vorgegebenen Anforderungen des Netzes an die Verteilung der P-f-Regelreserven dar. Deutschland ist ein großer Einspeiser regenerativ erzeugter Elektroenergie mit großem Wachstumspotential in den nächsten Jahren und die größte Last im UCTE-Verbundnetz [10], [5]. Dies und die zentrale Lage Deutschlands lassen vermuten, dass dem deutschen Elektroenergieübertragungsnetz trotz nur weniger HGÜ-Overlay-Netz-Knoten eine Schlüsselrolle bei dessen Realisierung zukommen wird. Deshalb wird im Gegensatz zu allen anderen betrachteten Grundlagen, welche für das gesamte europäische Verbundnetz gelten, im Abschnitt 2.5 mit dem Horizontalen Belastungsausgleich auf eine Besonderheit des deutschen Energietransportes eingegangen. Die durch ihn zwangsläufig zu leistenden Leistungsflüsse belasten das Elektroenergieübertragungsnetz neben den Regelleistungsleistungen (RL-Leistungsflüsse) zunehmend mit steigendem Anteil dezentral einge-

speister regenerativer Energie. Abschnitt 2.6 vergleicht die möglichen Technologien für ein europaweit vermaschtes Overlay-Netz und stellt die wirtschaftlichen und technologischen Vorteile der DC-Technologie heraus. Anschließend werden existierende Betriebsführungsbestandteile eines DC-Overlay-Netzes beschrieben (Abschnitt 2.7). Dabei wird im Abschnitt 2.7.1 auf die HGÜ-Spannungsregelung und im Abschnitt 2.7.2 auf die Integration einer HGÜ in die P-f-Regelung des bestehenden Verbundnetzes eingegangen. Zusätzlich wird im Abschnitt 2.7.3 beschrieben, in welche bestehenden Verfahren bzw. Organisationen die HGÜ-Betriebsführungsverantwortung integriert werden könnte. Abschließend werden die Kernaussagen der Grundlagenbetrachtung im Abschnitt 2.8 zusammengefasst und daraus die Forschungsfrage abgeleitet.

Das im Kapitel 1 entwickelte Betriebsführungsverfahren beinhaltet eine DC-Spannungsregelung zur Wahrung der DC-Systembilanz (siehe Abschnitt 3.2) und die Integration des HGÜ-Overlay-Netzes in den Regelleistungstransport, welcher aufgrund der Aktivierung der P-f-Regelung automatisch im AC-Netz erfolgt (siehe Abschnitte 3.2). Zur Berücksichtigung der Regelleistungsleistungsflüsse in der Betriebsführung des HGÜ-Overlay-Netzes wird die starke Kopplung zwischen Spannungswinkeln und Leistungsflüssen im AC-Transportnetz ausgenutzt, deshalb wird dieses Verfahren im Folgenden Winkelgradientenverfahren genannt. Die Erfassung der Spannungswinkelgradienten im 400-kV-Netz erfolgt über Phasenwinkelmessgeräte, so genannte Phasor Measurement Units (PMU), die zu einem Weitbereichsüberwachungs- bzw. -regelungssystem zusammengeschaltet werden. Die so gewonnenen Systemdaten stellen die Eingangsgrößen für die P-f-Regelungskomponente des HGÜ-Overlay-Netzes dar, die in Abhängigkeit vom ermittelten Spannungswinkelgradienten eine Sollwertanpassung bzgl. der über das HGÜ-Overlay-Netz übertragenen Wirkleistung dargestellt. So werden auch geplante AC-Leistungsflussänderungen ohne zentrale Sollwertanpassung anteilig über das Overlay-Netz übertragen. Im Abschnitt 3.1 werden die Anforderungen an das Betriebsführungsverfahren hinsichtlich der HGÜ-Integration in die P-f-Regelung zusammengefasst. Diese beinhalten hauptsächlich Forderungen die Performance der P-f-Regelung und der an ihr beteiligten Kraftwerke durch die Betriebsführung nicht zu verschlechtern. Im Kapitel 4 werden die Einhaltung der Anforderungen, die Funktionsfähigkeit der entwickelten HGÜ-Betriebsführung und dessen Robustheit anhand eines im Abschnitt 4.1 beschriebenen Referenznetzes nachgewiesen. Dazu werden diverse Störungsszenarien nachgebildet und die Eigenwerte des Gesamtsystems untersucht. Abschließend sind die Ergebnisse der Arbeit im Kapitel 5 zusammengefasst und ein Ausblick über den weiteren Forschungsbedarf gegeben.

## 2 Stand der Technik

In diesem Kapitel sollen grundlegende Sachverhalte bezüglich Netzbetriebsführung mit Fokus auf Leistungs-Frequenz-Regelung und Overlay-Netz dargelegt werden, die als Grundlage für weitere Betrachtungen dienen.

### 2.1 Netzbetriebsführung

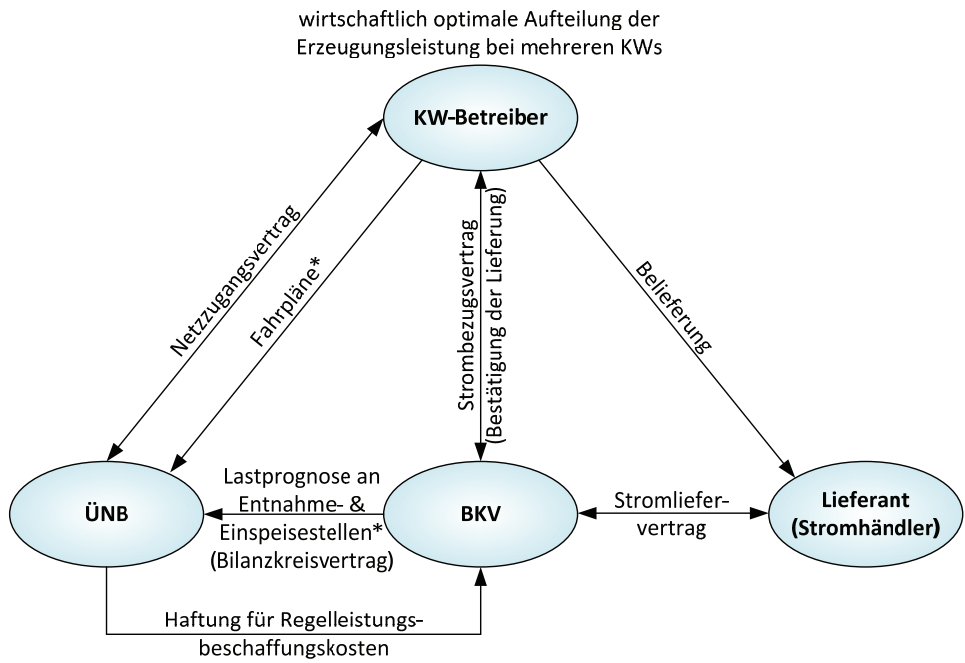
Der Netzbetrieb wird durch die Netzbereitstellung und Systemführung (Netzbetriebsführung) sicher gestellt [11]. Dabei ist die Systemführung netzleitetechnisch im Bereich der Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) bzw. der Höheren Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen (HEO) angesiedelt. Diese unterteilt sich in zwei Funktionsbereiche: Netzführung und Systembilanz. Beispielhaft sind in Tab. 2.1 Funktionen zu diesen beiden Funktionsblöcken zugeordnet.

**Tab. 2.1** Funktionsbereiche Systemführung [11]

Netzführung	Systembilanz
Überwachung und Steuerung	Fahrplanmanagement
Wahrung der (n-1)-Sicherheit	Regelenergieeinsatz
Spannungs- und Blindleistungsoptimierung	P-f-Regelung
Abschaltplanung	Windenergieausgleich
Engpassmanagement durch Topologieänderungen	Engpassmanagement durch Re-Dispatching
Störungserfassung und -behebung	Planung von Systemdienstleistungen

Seit der Liberalisierung des Strommarktes werden Lastprognosen durch den Stromhandel bzw. den Verteilnetzbetreiber vorgenommen. Nach wie vor sind die Übertragungsnetzbetreiber für die Wahrung der Systembilanz innerhalb ihres Zuständigkeitsbereichs verpflichtet. Deshalb werden Nutzer des Übertragungsnetzes in Bilanzkreisen zusammengefasst, an deren Spitze jeweils der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) steht. Dieser sorgt durch entsprechende Strombeschaffung (eigene Erzeugung innerhalb des Bilanzkreises bzw. Stromzukäufe) dafür, dass die Systembilanz in ¼-h-Mittelwerten gewahrt wird. Die vom Strommarkt übermittelten Lastprognosen werden vom BKV zusammen mit den vertraglich vereinbarten Leistungsimporten und -exporten mit anderen Bilanzkreisen zu Kraftwerksfahrplänen im ¼-h-Raster zusammengefasst und bis 14:30 des Vortages bei der Systemführung des ÜNB eingereicht (siehe Abb. 2.1). Diese prüft im Fahrplanmanagement alle eingereichten Kraftwerksfahrpläne in ihrer Summe auf Plausibilität, indem sich alle Importe und Exporte zu Null addieren müssen. Außerdem wird die technische Realisierbarkeit mittels Day-Ahead-Congestion Forecast geprüft. Anschließend akzeptiert und bestätigt die Systemführung entweder die eingereichten Kraftwerksfahrpläne oder modifiziert diese nach Rücksprache mit dem Bilanzkreisverantwortlichen. Die eigentliche

Strombeschaffung erfolgt so, dass der Lastbedarf gedeckt wird. Dafür wird Leistung von verschiedenen Anbietern für unterschiedlich lange Zeiträume entsprechend ihrer Angebotspreise (Merit-Order-Liste) bezogen, wie dies in Abb. 2.2 angedeutet ist. Die in Abb. 2.2 zu erkennenden Fehlmengen werden vom Bilanzkreisverantwortlichen am Spot- oder Intradaymarkt angeboten, sodass die mittlere Leistungsbilanzabweichung über jeweils  $\frac{1}{4}$  h minimal wird. [11], [12]



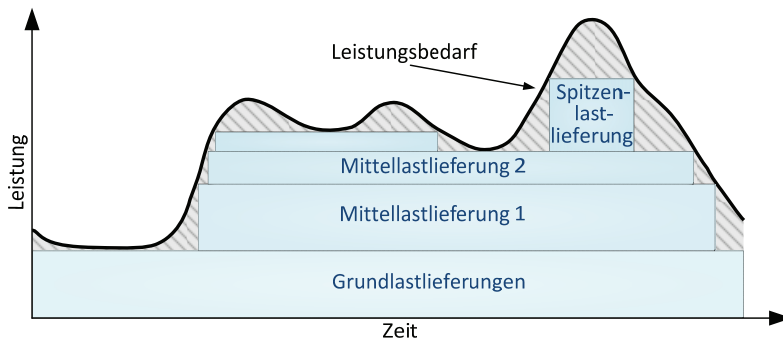
Verantwortung für Bereitstellung von ausreichend Regelleistung (Ausschreibung und Kauf—regelzonenüberschreitend)

\*bis 14:30 des Vortages

**Abb. 2.1** Energiebeschaffung auf Übertragungsebene

Von der Prognose abweichende reale Lastverläufe führen zu Ungleichgewichten in der Wirkleistungsbilanz, die der ÜNB durch Regelleistung ausgleichen muss (siehe Abb. 2.2). Diese muss der ÜNB zuvor öffentlich ausschreiben, da er in Folge des Unbundlings nicht über eigene Erzeugungsanlagen verfügt. Kraftwerke, welche den Zuschlag für die entsprechende Regelleistung im Vorfeld erhalten, haben diese im vereinbarten Zeitraum unterbrechungsfrei zur Verfügung zu stellen. Der Preis für die Regelleistung ist abhängig von der Energieänderungsrate, d.h. je schneller ein gewisser Betrag an Regelleistung bereitgestellt werden muss, desto höher ist der dafür zu leistende monetäre Einsatz. Die Kosten welche dem ÜNB durch den Kauf von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung

entstehen, werden dem BKV in Rechnung gestellt, lediglich die Stundenreserve beschafft der BKV selbst. [11], [12]



**Abb. 2.2** Leistungsbeschaffung von verschiedenen Anbietern

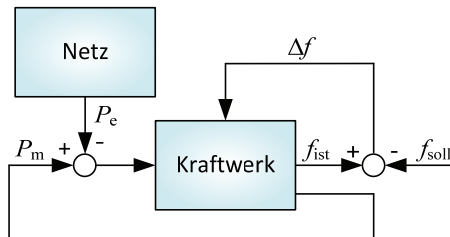
*Es ist nicht zweckmäßig die Netzbetriebsführung eines europaweit vermaschten Overlay-Netzes in die Netzbetriebsführung eines einzigen am Overlay-Netz beteiligten Landes oder in die Netzbetriebsführungen mehrerer Länder zu übergeben, da in diesem Fall der Koordinierungsaufwand zu groß wäre. Vielmehr ist eine neue und überlagerte Netzbetriebsführung für das Overlay-Netz zu definieren. Die Abhängigkeit der Betriebsführung von regelzonenspezifischen Besonderheiten kann dadurch vermieden und der gesamteuropäische Überblick gewahrt werden.*

## 2.2 Leistungs-Frequenz-Regelung

Die ÜNBs tragen die Verantwortung für die Systembilanz. Nach § 13 des *Energiewirtschaftsgesetzes* (EnWG) sind sie verpflichtet die Zuverlässigkeit und Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems durch Schalthandlungen (netzbezogene Maßnahmen) und/oder den Einsatz von Regelleistung (marktbezogene Maßnahmen) sicherzustellen [13]. Für die Einhaltung des EnWG und damit für eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Elektrizitätsversorgung sorgt die Bundesnetzagentur (BNetzA) [14]. In diesem Kapitel werden die Mechanismen der Leistungsfrequenzregelung und im Speziellen die *Primär-* und *Sekundärregelung* näher erläutert, weil diese im Rahmen der P-f-Regelung maßgeblich für die Frequenzhaltung verantwortlich und somit für die Integration eines HGÜ-Overlay-Netzes in die P-f-Regelung relevant sind.

Die Bereitstellung von Regelleistung im Verbundnetz erfolgt heute im Rahmen der P-f-Regelung durch Regelkraftwerke, die dafür das an den Generatorklemmen zur Verfügung stehende Frequenzsignal auswerten. Die Erzeugungsleistung muss in Elektrischen Energiesystemen stets der durch die Lasten benötigten Leistung entsprechen. Eine Störung dieses Wirkleistungsgleichgewichts führt unmittelbar zur Abweichung der Systemfre-

quenz, dieser Zusammenhang ist in Abb. 2.3 angedeutet. Zum Ausgleich der Leistungsbilanz muss der Kraftwerkspark seine Erzeugungsleistung entsprechend schnell an die veränderten Lasten anpassen können. Dabei kann es sowohl zu positiven als auch zu negativen Bilanzabweichungen kommen, die z.B. einem vollständigen bzw. teilweisen Kraftwerksausfall oder einem Lastsprung entsprechen.



**Abb. 2.3** Grundzusammenhang P-f-Regelung

Durch eine positive Abweichung in der Wirkleistungsbilanz wird die Rotationsgeschwindigkeit eines Kraftwerksgenerators gesenkt und entsprechend bei einer negativen Abweichung erhöht (Verbraucherzählpeilsystem). Mit der Rotationsgeschwindigkeit des Generators verändert sich auch die Frequenz am Netzanschlusspunkt des Kraftwerks. Der Zusammenhang zwischen der Abweichung in der Wirkleistungsbilanz und der Frequenzänderung wird mit der Bewegungsgleichung 2. Ordnung eines Generators in Gleichung (2.1) beschrieben [15], [16].

$$\Delta \ddot{\delta}_e = \frac{\omega_{0e}}{T_A} (\Delta p_m - \Delta p_e) - \frac{\omega_{0e}}{T_A} p_d = 2\pi \Delta \dot{f} \quad (2.1)$$

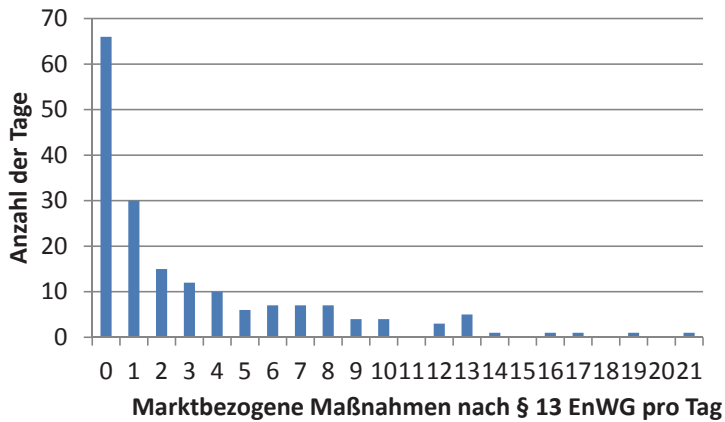
Wobei der dämpfende Anteil  $p_d$  von der aktuellen Frequenz- und damit von der Winkelgeschwindigkeitsabweichung des Generators abhängig ist [15]:

$$p_d = k_D \Delta \omega = k_D 2\pi \Delta f \quad (2.2)$$

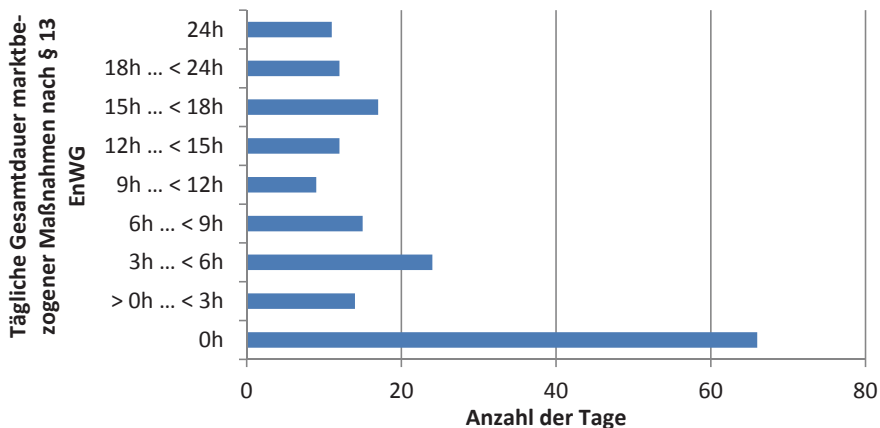
Die Anlaufzeitkonstante  $T_A$  hat die Größenordnung von 5 s bis 20 s [15].

Mit steigendem Anteil EE und zunehmender Abschaltung konventioneller Kraftwerke muss die Regelfähigkeit in einigen Jahren vermehrt durch entsprechend große Speicher übernommen werden, die stets eine hinreichend große Energiemenge aufnehmen bzw. abgeben können. Da Speicher in den benötigten Größenordnungen noch nicht existieren, bedeutet dies in näherer Zukunft, dass Kraftwerke öfter und mehr Regelleistung zur Verfügung stellen müssen. Am Beispiel des Übertragungsnetzbetreibers *TenneT TSO GmbH* sind die von ihm im Zeitraum 01.01.2011 bis 31.06.2011 nach § 13 EnWG durchgeführten marktbezogenen Maßnahmen in Abb. 2.4 entsprechend ihrer Anzahl und in Abb. 2.5 entsprechend ihrer täglichen Gesamtdauer dargestellt [13], [17]. Aus diesen Darstellungen ist ersichtlich, dass der Einsatz von Regelleistung stark schwankend erfolgt und

somit häufiges Eingreifen des Regelkraftwerksparks sowohl mit positiver als auch mit negativer Regelleistung erfordert.



**Abb. 2.4** Tägliche Anzahl der marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 EnWG der TenneT TSO GmbH im Zeitraum vom 01.01.2011 bis 30.06.2011 [17]



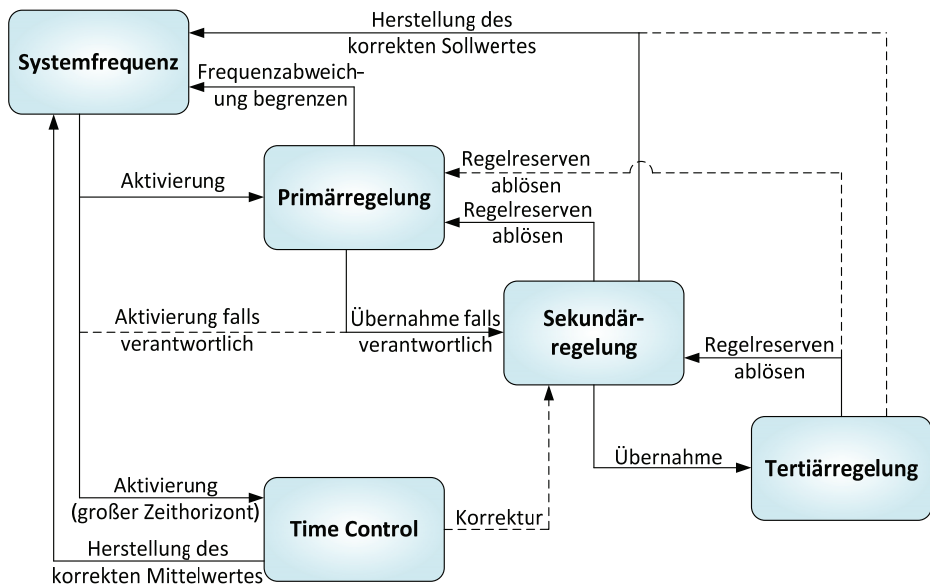
**Abb. 2.5** Tägliche Gesamtdauer der marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 EnWG der TenneT TSO GmbH im Zeitraum vom 01.01.2011 bis 30.06.2011 [17]

Die *Primärregelung* ist in jedem Kraftwerk ab einer Erzeugungsleistung von mindestens 100 MW integriert, sodass sich diese Kraftwerke an der Ausschreibung von Primärregelleistung beteiligen können [18]. Die *Primärregelung* detektiert Frequenzabweichungen, stellt das Leistungsgleichgewicht durch Anpassung der Erzeugungsleistung wieder her und begrenzt damit den Frequenzgradienten und die maximale Frequenzabweichung in Folge einer Störung (siehe Abb. 2.8).



Direkt auf die *Primärregelung* folgt die *Sekundärregelung*, die dafür sorgt, dass die Abweichung von der Sollfrequenz  $f_0 = 50$  Hz zu Null wird. In den Abschnitten 2.2.1 und 2.2.2. wird näher auf die *Primär-* und *Sekundärregelung* eingegangen.

Nach Abschluss von *Primär-* und *Sekundärregelung* teilt die Tertiärregelung zum Einen die Sekundärregelleistung optimal auf alle Kraftwerke auf, um Verluste und den monetären Einsatz für Primärenergieträger zu minimieren. Zum Anderen kann ein ÜNB Tertiärregelreserven aktivieren, falls die Sekundärregelleistung nicht ausreicht, aber auch um Sekundärregelreserven abzulösen und diese somit für erneute Regelvorgänge verfügbar zu machen [19]. Für die Systembilanz kommt der *Tertiärregelung* somit nur in Ausnahmefällen eine Bedeutung zu und wird in dieser Arbeit deshalb nicht näher betrachtet.



**Abb. 2.6** Zusammenhang der P-f-Regelungsstufen [19]

Die durch Lastschwankungen verursachten Frequenzabweichungen, welche durch *Primär-*, *Sekundär-* und *Tertiärregelung* ausgeregelt werden, können in ihrer Summe zu einer Abweichung des Frequenzmittelwertes von der Nennfrequenz führen. Eine solche Abweichung verursacht Ungenauigkeiten bei Uhren und industriellen Steuerungen, welche auf die Netzfrequenz synchronisiert sind. Die *Time Control* regelt Abweichungen des Frequenzmittelwertes aus und hat somit den längsten Zeithorizont innerhalb der P-f-Regelung [20]. Der *Time Control* kommt bezüglich der Systembilanz keine Bedeutung zu, deshalb wird auch diese nicht näher betrachtet.

Das *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) ist die Institution, die alle 41 europäische ÜNBs in sich vereint und entstand durch den Zusammenschluss von ATSOI, BALTSO, ETSO, NORDEL, UCTE und UKTSOA. ENTSO-E formuliert für seine Mitglieds-ÜNBs Regeln, die einen sicheren und effizienten Netzbetrieb gewährleisten sollen. Das UCTE-Operation-Handbook (UCTE-OH) hat seine Gültigkeit für das UCTE-Verbundnetz, zudem auch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber *TenneT TSO GmbH*, *50 Hertz Transmission GmbH*, *Amprion GmbH* und *EnBW Transportnetze AG* gehören, durch den Zusammenschluss nicht verloren. Das UCTE-OH gibt in Policy 1 Regeln für die P-f-Regelung vor und ist Grundlage für den zugehörigen Teil des Transmission Codes, der die spezielle Vorgabe für die deutschen ÜNBs repräsentiert [18], [19].

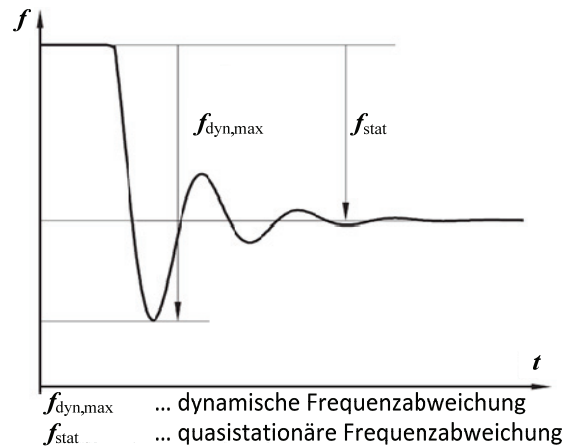
### 2.2.1 Primärregelung

Wie bereits beschrieben können Frequenzabweichungen z.B. durch Kraftwerksausfälle oder positive wie negative Lastsprünge hervorgerufen werden. Als Teil der P-f-Regelung hat die *Primärregelung* die Aufgabe auftretende Frequenzabweichungen zu begrenzen. Deshalb muss Regelleistung im Rahmen der *Primärregelung* nach einer Störung schnell zur Verfügung gestellt werden. Beispielsweise kann bei thermischen Kraftwerken die Primärregelleistung durch Verstellen der Drosselventile vor der Turbine bereitgestellt werden, wodurch der im Kessel gespeicherte Dampf als Primärregelenergie genutzt wird (Festdruckbetrieb) [21].

Das UCTE-OH schreibt Grenzwerte vor, die während der *Primärregelung* einzuhalten sind. Grundsätzlich wird ein Frequenzband von  $f = f_0 \pm 20$  mHz toleriert. Innerhalb dieser Frequenzabweichung  $d = 20$  mHz wird keine Aktivierung von Regelleistung gefordert, da dieses Band innerhalb der zulässigen Mess- und Regelungenauigkeiten liegt. Spätestens nach Verlassen dieses Frequenzbandes muss die *Primärregelung* einsetzen. Durch das proportionale Verhalten der *Primärregelung* weißt die Frequenz nach Herstellung des Leistungsgleichgewichts einen quasistationären Zustand auf, der von der Sollfrequenz  $f_0 = 50$  Hz abweicht. Diese quasistationäre Frequenz darf maximal  $\pm 180$  mHz (ohne Selbstregeleffekt der Lasten  $\pm 200$  mHz) betragen. Dynamisch darf die Frequenz um  $\pm 800$  mHz von ihrem Sollwert abweichen. Die zulässigen dynamischen und quasistationären Abweichungen der Frequenz von ihrem Sollwert  $f_0$  sind in Abb. 2.7 veranschaulicht. Bei einer Frequenzabweichung von maximal  $\pm 200$  mHz muss die gesamte Primärregelleistung innerhalb von 30 s gleichmäßig aktiviert werden. Die benötigte Primärregelleistung muss über einen Zeitraum von mindestens 15 Minuten abgegeben werden können. Dabei ist die notwendige Primärregelleistung solidarisch von allen ÜNBs innerhalb des Verbundnetzes bereitzustellen, unabhängig davon bei welchem ÜNB die Störung der Leistungsbilanz ihre Ursache hat. [18], [19]

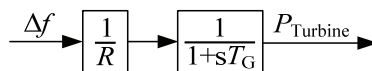
Für die *Primärregelung* sind nach UCTE-OH im gesamten UCTE-Verbundnetz 3000 MW Regelleistung vorzuhalten [19]. Seit dem 01.12.2007 schreiben die deutschen ÜNBs die

Primärregelleistung gemeinsam aus. Dabei beträgt der gesamtdeutsche Primärregelleistungsbedarf 612 MW [22]. Demnach stellt Deutschland etwa 20% der insgesamt benötigten Primärregelleistung im UCTE-Verbundnetz zur Verfügung. Jeder Verbundpartner trägt einen Anteil an der UCTE-weit benötigten Primärregelleistung. Dieser jeweilige Anteil berechnet sich aus dem Quotienten zwischen jährlich in der Regelzone und der im gesamten UCTE-Verbundnetz erzeugten Energie. Dieser Anteil wird von der ENTSO-E jährlich neu berechnet und ist für das Folgejahr gültig [19].



**Abb. 2.7** Zulässige dynamische und quasistationäre Frequenzabweichung nach [19]

Die Übertragungsfunktion des Primärreglers ergibt sich aus folgendem Blockschaltbild in Abb. 2.8:



**Abb. 2.8** Blockschaltbild Primärregler [15]

Dabei ist  $1/R$  die Reglerverstärkung und  $1/(1+sT_G)$  eine Übertragungsfunktion in Form eines P-T1-Gliedes, die aus dem so genannten Isochrone Regler resultiert (siehe hierfür Anhang A.1). Die inverse Reglerverstärkung  $1/R$  wird auch Statik genannt und ist gegeben durch [15]:

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta p} \quad (2.3)$$

Wobei sowohl  $\Delta f$  als auch  $\Delta p$  in p.u. gegeben sind. Der Primärregler weist somit proportionales Regelverhalten auf. Ohne zusätzliche Regelstufen würde sich durch die *Primärregelung* eine Frequenz einstellen, welche von der Nennfrequenz  $f_0 = 50$  Hz abweicht. Deshalb ist die *Sekundärregelung* notwendig, welche diese stationäre Frequenzabweichung beseitigt.

### 2.2.2 Sekundärregelung

Bei der *Sekundärregelung* ist zwischen dem Inselbetrieb und dem Betrieb im Verbund zu unterscheiden. Während der integrale Charakter der *Sekundärregelung* beim Inselbetrieb lediglich dafür genutzt wird, die nach der *Primärregelung* verbleibende quasistationäre Frequenzabweichung auszuregeln, muss die *Sekundärregelung* im Verbundbetrieb zusätzlich die Einhaltung der z.B. an der Strombörse ausgehandelten Übergabeleistungen zwischen den Verbundpartnern sicher stellen. Im Folgenden wird ausschließlich die *Sekundärregelung* im Verbund betrachtet. Die Regelgröße ergibt sich in diesem Fall aus der Summe der Abweichungen von vereinbarten Austauschleistungen eines Verbundpartners und dem Produkt von Frequenzabweichung und Netzkennzahl. Diese Regelgröße wird Area Control Error (ACE) genannt [15], [23].

$$ACE = k_N \Delta f + \Delta P_A \quad (2.4)$$

Dabei ist die Netzkennzahl  $k_N$  die Statik der Regelzone und ergibt sich aus der Summe von Kraftwerksstatik und Laststatik [15].

$$k_N = k_{RZ} = k_{KW} + k_{Last} \quad (2.5)$$

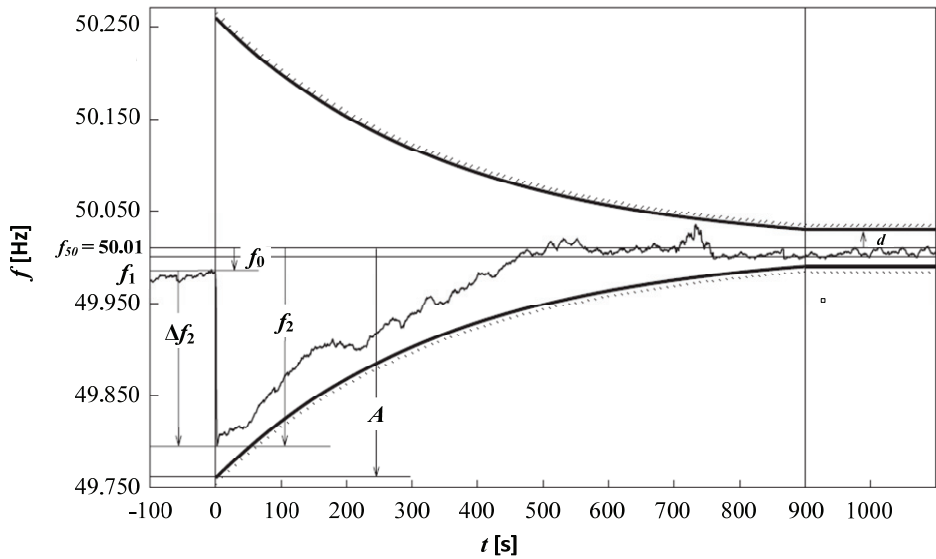
Nach dem UCTE-OH wird der k-Faktor mit dem Anteil multipliziert, den die Regelzone an der Jahresenergiemenge des gesamten Verbundnetzes hat. Dieser Koeffizient wird jährlich neu berechnet und ist für das Folgejahr bindend [19].

$$ACE = k_N \frac{E_{RZ}}{E_{UCTE}} \Delta f + \Delta P_A \quad (2.6)$$

Der Frequenzverlauf darf während der *Sekundärregelung* die so genannte „Trompetenkurve“  $H$  als Hüllkurve nicht verlassen [19]. Ein Beispiel für die „Trompetenkurve“ und einen zulässigen Frequenzverlauf gibt Abb. 2.9. Die „Trompetenkurve“ wird als Funktion der verstrichenen Zeit nach der Störung  $t$  und der durch die Störung hervorgerufenen Frequenzabweichung  $\Delta f_2$  beschrieben, die sich nach Abschluss der *Primärregelung* eingestellt hat und ist damit eine vom Leitungsdefizit bzw. -überschuss abhängige Funktionenschaar. Mathematisch wird die „Trompetenkurve“ entsprechend Gleichung (2.7) beschrieben [19].

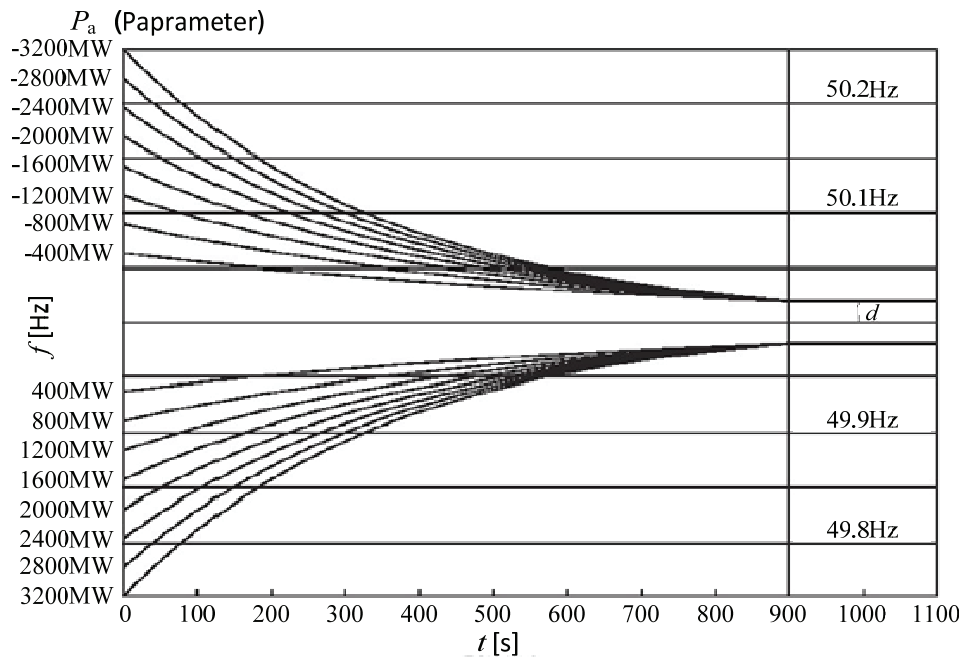
$$H(t, \Delta f_2) = f_0 \pm 1,2 \cdot \Delta f_2 \cdot e^{-\frac{t}{T}} \quad (2.7)$$

$$T = \frac{900}{\ln\left(\frac{1,2 \cdot \Delta f_2}{d}\right)}, |d| = 20 \text{ mHz}$$



**Abb. 2.9** „Trompetenkurve“ [19]

Abhängig von der maximalen Frequenzabweichung  $\Delta f_2$  ergibt sich eine andere Hüllkurve. Einen Ausschnitt dieser Hüllkurvenschaar zeigt Abb. 2.10.



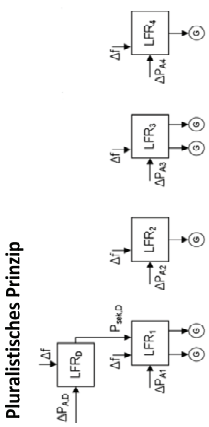
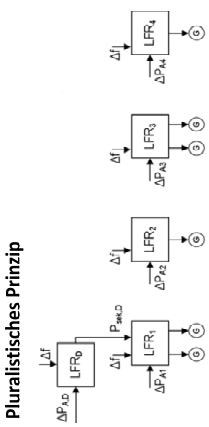
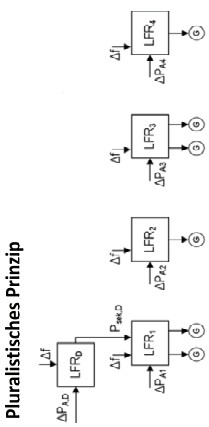
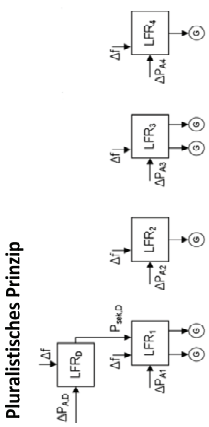
**Abb. 2.10** Hüllkurvenschaar – Trompetenkurve [19]

Im Gegensatz zu Primärreglern befinden sich Sekundärregler meist nicht lokal isoliert an jedem einzelnen Kraftwerk sondern zentral innerhalb der Regelzone (RZ), um die Übergabeleistung des zugehörigen Gebietes vollständig überwachen zu können. Außerdem beteiligen sich nicht alle sondern nur ausgewählte Kraftwerke an der *Sekundärregelung*. Deshalb müssen Kraftwerke, welche sich an der *Sekundärregelung* beteiligen wollen, leittechnisch mit dem zugehörigen ÜNB verbunden sein. Der Zeitbereich, in dem die *Sekundärregelung* nach einer Störung wirksam ist, beginnt im Sekundenbereich und reicht bis hin zu 15 Minuten [19].

Tab. 2.2 zeigt vier Sekundärregelverfahren und dessen Vor- und Nachteile auf [23].

*Das Betriebsführungsverfahren des Overlay-Netzes darf die Performance der im Verbundnetz bestehenden P-f-Regelung nicht verschlechtern und muss weiterhin die Einhaltung der Vorgaben aus dem UCTE-OH und dem Transmission Code gewährleisten. Außerdem sind infolge der Betriebsführung die Leistungsflüsse aller Regelstufen der P-f-Regelung anteilig über das Overlay-Netz zu transportieren.*

**Tab. 2.2** Sekundärregelverfahren

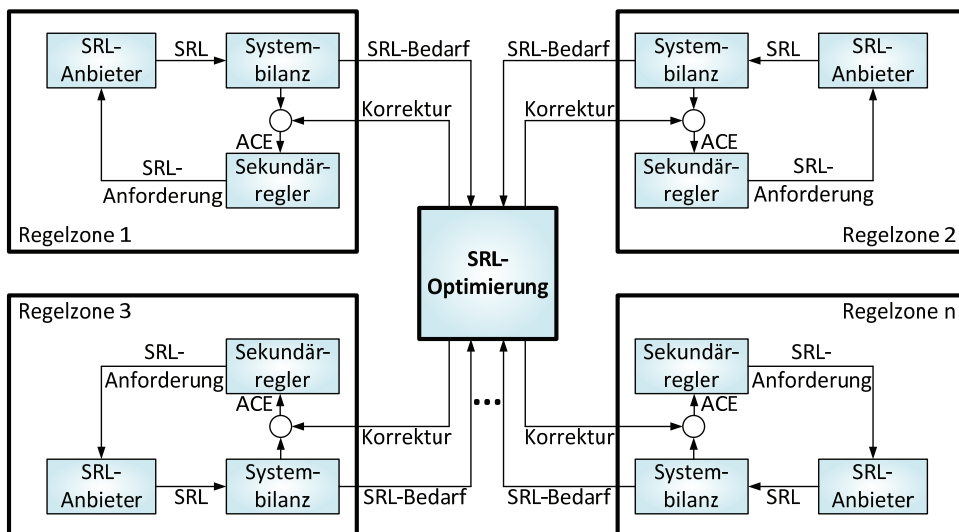
	Beschreibung	Gesamtintegral/Fahrplan eines Landes	gegenläufige Regelleistung	Leistungsflüsse
<p><b>Pluralistisches Prinzip</b></p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Jede RZ hat eigenen SR mit kleiner Zeitkonstante (→ RZ regelt Austauschleistung eigenständig)</li> <li>• Übergereordneter SR mit großer Zeitkonstante überwacht Gesamtintegral/Fahrplan des Landes (Ausführung durch leistungsstärkste RZ)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falls eine RZ nicht ausreichende SR-Leistung aufbringen kann (Engpass), übernimmt leistungsstärkste RZ diese Fehlmenge (→ Fahrplaneinhaltung sicher gestellt)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nicht überwacht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Im Normalbetrieb geringe LF innerhalb der RZ</li> <li>• Im Engpassfall erhöhte LF von leistungsstärkster in gestörte RZ</li> </ul>
<p><b>Netzregelverbund/Netzkenntlinienverfahren</b></p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Jede RZ hat eigenen SR (→ RZ regelt Austauschleistung eigenständig)</li> <li>• Zentrale SR-Leistungs-Optimierung überwacht evtl. gegenläufige SR-Leistungen → Korrekturwerte für RZ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nicht überwacht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Überwacht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Überwachung der LF notwendig, da Korrektur der Optimierung bleibende LF zwischen RZ verursacht</li> </ul>
<p><b>Hierarchisches Prinzip</b></p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Jede RZ hat eigenen SR mit großer Zeitkonstante (→ RZ stellt Austauschleistung langsam wieder her)</li> <li>• Zentrale SR-Leistungs-Optimierung überwacht evtl. gegenläufige SR-Leistungen → Korrekturwerte für RZ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schneller als mit pluralistischem Prinzip</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduziert</li> <li>• Entgegen gesetzte Regelleistung nur bei dauerhaften Störungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nur zu Beginn des Regelvorgangs evtl. erhöht</li> <li>• Final übernimmt gestörte RZ Regelleistung</li> </ul>
<p><b>Zentralistisches Prinzip</b></p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine RZ mehr</li> <li>• Zentraler SR verteilt Regelleistung gewichtet auf alle SR-Kraftwerke</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Überwacht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Überwacht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Höher als beim pluralistischen oder hierarchischen Prinzip</li> </ul>

### 2.3 Netzkennlinienverfahren

Die Sekundärregelung erfolgt in Deutschland und seit 01.10.2011 auch in Dänemark nach dem Netzkennlinienverfahren. Es ist in Tab. 2.2 nur kurz erklärt und wird deshalb im Folgenden noch einmal ausführlicher beschrieben.

Das Netzkennlinienverfahren optimiert den Sekundärregelenergieeinsatz und die Sekundärregelleistungsvorhaltung der im Netzregelverbund zusammengeschlossenen Regelzonen. Somit kann z.B. die Aktivierung gegenläufiger Regelleistung vermieden werden, wie dies auch beim Zusammenschluss zu einer einzigen Regelzone der Fall wäre, ohne auf die bewährte Regelzonenstruktur verzichten zu müssen. Jede Regelzone verfügt im Netzregelverbund über einen eigenen Sekundärregler, der die entsprechende Leistungsanforderung an die Sekundärregelleistung bereitstellenden Kraftwerke weiterleitet. Die Berechnung der Systembilanz liefert den Sekundärregelleistungsbedarf (SRL-Bedarf) der zugehörigen Regelzone sowohl an den regelzoneninternen Sekundärregler, als auch an die Sekundärregelleistungsoptimierung. Dort laufen die SRL-Bedarfe aller Regelzonen zusammen, woraus für jede Zone online ein Korrekturwert berechnet wird (siehe Abb. 2.11). Dieser Korrekturwert wird vom Sekundärregler auf den SRL-Bedarf aufaddiert und bildet somit den Regelfehler  $e$ . [22]

$$e = \text{SRL-Bedarf} + \text{Korrektur} \quad (2.8)$$



**Abb. 2.11** Netzregelverbund [22]

Die SRL-Optimierung berechnet anhand von vier Kriterien (Modulen) den optimalen Kraftwerkseinsatz bezüglich der Sekundärregelleistungsbereitstellung. Diese Module sind in Tab. 2.3 beschrieben.

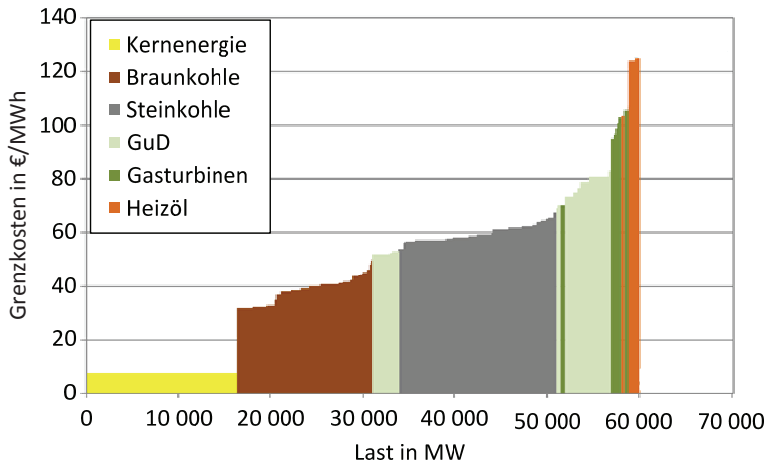


**Tab. 2.3** Module der Sekundärregelleistungsoptimierung im Netzregelverbund

<b>Modul</b>	<b>Beschreibung</b>
<b>Vermeiden gegenläufiger Regelleistungsaktivierung (Modul 1)</b>	Liegt in einer Regelzone ein Mangel an Wirkleistung vor und in einer anderen ein Wirkleistungsüberschuss, würde global betrachtet Regelleistung gegenläufig, also mit entgegengesetzten Vorzeichen, aktiviert. Modul 1 verhindert dies und reduziert somit die durch die <i>Sekundärregelung</i> entstehenden Kosten.
<b>Gemeinsame Regelleistungsdimensionierung (Modul 2)</b>	Modul 2 dimensioniert die Regelleistungsreserven für den gesamten Netzregelverbund. Dabei werden die insgesamt vorzuhaltende Leistung und die dadurch entstehenden Kosten minimiert, als würde es sich um eine einzige Regelzone handeln. Alle Regelzonen können auf die gemeinschaftlich vorgehaltenen Sekundärregelreserven zugreifen.
<b>Gemeinsame Sekundärregelleistungsbeschaffung (Modul 3)</b>	Durch Modul 3 ist es den ÜNBs möglich, Sekundärregelleistung auch von Anbietern zu beziehen, die nicht zu ihrer RZ gehören, aber zu ihrem zugehörigen Anschluss-ÜNB eine fernwirktechnische Verbindung haben. Somit stehen die Sekundärregelleistungsanbieter in Konkurrenz mit allen Anbietern innerhalb des Netzregelverbunds und haben im Gegenzug einen geringeren technischen Aufwand, wodurch die Kosten niedrig gehalten werden.
<b>Kostenoptimale Aktivierung von Regelleistung (Modul 4)</b>	Alle Sekundärregelleistung liefernden Kraftwerke im Netzregelverbund werden in einer <i>Merit-Order-Liste</i> zusammengefasst. Anhand dieser wird Regelleistung kostenoptimal aktiviert. (Eine Merit-Order-Kurve stellt die Grenzkosten von Kraftwerken gegenüber und ordnet sie aufsteigend. Entsprechend der Nachfrage wird Leistung bei den günstigsten Kraftwerken bezogen. Abb. 2.12 zeigt eine Merit-Order-Kurve von konventionellen Kraftwerken - EE sind unberücksichtigt, sie würden ansonsten mit den niedrigsten Grenzkosten eingehen.)

Durch die Optimierung im Netzregelverbund kommt es auch zum Transport von Sekundärregelleistung aus anderen Regelzonen, wodurch Netzengpässe in Folge von fehlenden Übertragungskapazitäten provoziert werden können. In diesen Fällen weicht die Sekundärregelleistungsoptimierung von der Merit-Order-Kurve ab bzw. nimmt die gegenläufige Aktivierung von Regelleistung in Kauf, um so die Netzsicherheit zu gewährleisten. Die Prüfung auf Netzengpässe erfolgt dabei in Echtzeit. In diesen Fällen kommt dem Verfahren des Netzregelverbundes zugute, dass die Regelzonenstruktur beibehalten wurde. Jede Regelzone ist, wenn auch nicht kostenoptimal, in der Lage im Rahmen der in der

eigenen Regelzone vorhandenen Sekundärregelleistungsreserven Störungen selbstständig und unabhängig von anderen Regelzonen auszuregeln.



**Abb. 2.12** Merit-Order-Kurve für die konventionellen deutschen Kraftwerke (2008) [24]

Um später alle Vorteile des Netzregelverbunds beispielsweise europaweit ausnutzen zu können, ist ein Overlay-Netz zur Vermeidung von Netzengpässen notwendig.

## 2.4 Netzseitige Anforderungen an die P-f-Regelung

Für die Wirksamkeit einer P-f-Regelung ist nicht nur die insgesamt zur Verfügung stehende Regelleistung innerhalb des UCTE-Netzes relevant (siehe Abschnitte 2.2.1 und 2.2.2) sondern auch deren Verteilung. Deshalb hat die UCTE Ad hoc Group *Geographical Distribution of Reserves* sieben Einzeldokumente erstellt, welche die Verteilung von Regelleistungsreserven im Verbundnetz regeln [25]. Dabei wird die Verteilung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserven separat betrachtet. Im Folgenden werden die Regelungen bezüglich *Primär-* und *Sekundärregelung* dargelegt.

Für Primärregelreserven ist eine homogene Verteilung über das gesamte Verbundnetz entsprechend der jährlichen Elektroenergieerzeugung vorgesehen. Dafür werden in [25] vier Gründe angegeben, die gleichzeitig nähere Spezifikationen für die Aufteilung von Primärregelreserven angeben:

1. Beim Ausfall eines Primärregelenergie vorhaltenden Generators müssen sowohl der Wegfall von Primärregelenergie reserven als auch die Netzstatik begrenzt werden. Dies wird sichergestellt, indem die vorzuhaltende Primärregelleistung einer Regelzone auf ausreichend viele Generatoren verteilt und der von einem einzelnen Generator vorgehaltene Anteil auf 3% der im gesamten UCTE-Verbundnetz benötigten Reserve begrenzt wird. Pro Knoten des UCTE-Verbundnetzes dürfen 6% der insgesamt

benötigten Reserve nicht überschritten werden. Bei einem Primärregelleistungsbedarf im UCTE-Verbundnetz von 3000 MW (Stand 2005) sind dies maximal 90 MW pro Generator und 180 MW pro Knoten. Grundsätzlich muss die volle Regelleistung innerhalb von maximal 30 s vollständig aktiviert sein und jeder ÜNB hat für das mögliche Auftreten von Generatorausfällen back-up-Reserven vorzuhalten.

2. Beim Kraftwerksausfall in einem peripheren UCTE-Land besteht das Risiko von Leistungspendelungen. In diesem Fall liefern die Generatoren des vom Kraftwerksausfall betroffenen peripheren UCTE-Landes Primärregelleistung. Dies kann zu Oszillationen mit Generatoren anderer peripherer UCTE-Länder führen. Dieses Phänomen wird Inter-Area-Oszillation genannt. Dabei ist das Auftrittsrisiko umso größer, je stärker die Beteiligung eines peripheren Landes an der *Primärregelung* ist. Derartige Leistungspendelungen sind zu verhindern. Auf Basis einer homogenen Verteilung von Primärregelleistungsreserven wird berechnet, wie hoch der Regelernergieaustausch mit den Nachbarländern ist. Die Primärregelreserven in einem peripheren Land des UCTE-Verbundnetzes sind nicht größer zu dimensionieren, als es diese Berechnung und der eigene Bedarf vorgeben.
3. Durch ein Wirkleistungsungleichgewicht im Verantwortungsbereich eines ÜNB werden Primärregelreserven sowohl beim betreffenden als auch bei anderen ÜNBs aktiviert. Diese Wirkleistungsflüsse belasten die Transportleitung zusätzlich zum „normalen“ Leistungstransport. Je mehr Regelleistung ein ÜNB dabei von anderen ÜNBs importieren muss, je stärker werden die Kuppelleitungen durch den Regelleistungstransport belastet. Jeder ÜNB hat für solche Fälle ausreichend Übertragungskapazität vorzuhalten. In den von ENTSO-E definierten Kenngrößen für den grenzüberschreitenden Leistungstransport ist diese Reservemarge in der *Transfer Reliability Margin* (TRM) enthalten [26]. Kurzzeitige Leistungsüberlastungen auf Grund von Primärregelleistungsleistungstransporten sind nur dann zulässig, wenn diese mit Inkrafttreten der *Sekundärregelung* verschwinden.
4. Falls einzelne Regelzonen vom synchronen Verbundnetz getrennt werden, muss der verbleibende synchrone Teil in der Lage sein, einen Generatorausfall mit ausreichend Primärregelenergie gemäß der Vorgaben aus [19] abzufangen. Demzufolge muss jeder ÜNB über genügend Kapazitäten zur Frequenzhaltung im Fall des Inselbetriebs verfügen. Für den Fall dass durch Trennung des Verbundnetzes zwei synchrone Netze entstehen, muss ebenfalls jedes über ausreichend Primärregelreserven verfügen. ÜNBs dürfen mehr Primärregelleistungsreserven vorhalten, als sie selbst benötigen. Um Engpässe bei der Versorgung mit Primärregelleistung in Folge von Netzauftrennungen zu vermeiden, wird dieser Überschuss von Primärregelleistungsreserven je ÜNB auf 30% begrenzt. Dieser Überschuss kann an andere ÜNBs verkauft werden. Da die Grenze von 30% für Länder mit geringen Erzeugungsleistungen und damit Primärregelreserven nur einen sehr geringen Freiheitsgrad darstellt, dürfen diese einen

Reserveüberschuss von maximal 90 MW vorhalten (dies entspricht 3% des Primärregelleistungsbedarf des UCTE-Netzes von 2005) (siehe hierfür auch A.3).

Ebenso wie Primärregelleistung darf auch Sekundärregelleistung von anderen ÜNBs zugekauft werden. Die dadurch entstehenden Leistungsflüsse dürfen auch in diesem Fall die zulässigen Übertragungskapazitäten aller am Leistungsfluss beteiligten Regelzonen nicht übersteigen. Um Kenntnisse über die Auswirkungen von Sekundärregelleistungsimporten zu gewinnen, wird zunächst der Regelleistungsimport von angrenzenden Regelzonen empfohlen und kann später auf weiter entfernte Regelzonen ausgeweitet werden. Initial sollen 2/3 der benötigten Sekundärregelreserven in der eigenen Regelzone belassen werden, um Erfahrungen bezüglich Zuverlässigkeit und Überwachbarkeit zu sammeln. Später kann dieser Anteil erhöht werden. Dabei ist zu beachten, dass mindestens 50% der gesamten Sekundär- und Tertiärreserven in der eigenen Regelzone vorzuhalten sind.

*Die netzseitigen Forderungen an die P-f-Regelung können nach der Errichtung eines Overlay-Netzes, welches den Transport von Regelleistung hinreichend unterstützt evtl. aufgeweicht werden, da Netzengpässe dann erst bei wesentlich größeren Gesamtübertragungsleistungen auftreten.*

## 2.5 Horizontaler Belastungsausgleich

Obwohl Deutschland vom europäischen Overlay-Netz später nur einige wenige Umrichter-knoten beansprucht wird, ist anzunehmen, dass Deutschland eine der zentralen Rollen einnimmt. Diese Vermutung begründet sich vor allem in Deutschland als der UCTE-weit größten Last und dem exponentiellen Anstieg des EE-Anteils an der deutschen Bruttostromversorgung [10], [27]. In diesem Kapitel wird deshalb eine Besonderheit beschrieben, die ausschließlich für das deutsche Übertragungsnetz Gültigkeit besitzt.

Nach § 36 Absatz 2 des EEG [1] müssen die deutschen ÜNBs bis zum 31.06. jeden Jahres die Strommenge ermitteln, welche sie im vorangegangenen Kalenderjahr

- nach § 8 oder § 34 des EEG abgenommen und nach § 16 oder § 35 des EEG vergütet,
- nach §§ 33g und 33i prämiert oder
- nach § 36 Absatz 1 vorläufig mit anderen ÜNBs ausgeglichen haben.

Aus diesen Angaben kann jeder ÜNB die in seinem eigenen Zuständigkeitsbereich verbrauchte Energie ermitteln, die im vergangenen Kalenderjahr aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wurde. Darüber hinaus wird die Energie ermittelt, die im selben Zeitraum durch Energieversorgungsunternehmen insgesamt an Letztverbraucher im Zuständigkeitsbereich des ÜNBs geliefert wurde. Mittels dieser beiden Energiemengen ermittelt jeder ÜNB seinen eigenen prozentualen EE-Anteil. ÜNBs dessen berechneter

EE-Anteil größer ist als der mittlere, haben gegenüber den anderen ÜNBs solange einen Anspruch auf Abnahme und Vergütung derartig erzeugter Energiemengen nach §§ 16 bis 33 des EEG bis alle ÜNBs eine dem Durchschnittswert entsprechende regenerativ erzeugte Strommenge abnehmen. Mit diesem Verfahren soll sichergestellt werden, dass jeder ÜNB den gleichen prozentualen Anteil an EE für den Verbraucher zur Verfügung stellt und somit kein ÜNB durch die gesetzlich festgelegte Abnahme- und Vergütungspflicht von Energie aus erneuerbaren Quellen finanziell benachteiligt wird. Diese Methode wird allgemein auch als *Horizontaler Belastungsausgleich* (HoBa) bezeichnet.

*Leistungsflüsse in Folge des HoBa oder in Folge von Energiehandelsgeschäften sind Beispiele für Energietransporte, welche nicht in der Aktivierung der P-f-Regelung begründet sind und deshalb keinen Regelleistungstransport darstellen. Es ist sinnvoll wenn auch solche Leistungsflüsse von der Overlay-Netz-Betriebsführung erfasst, anteilig über dieses transportiert und dadurch das AC-Netz entlasten werden würde.*

## 2.6 Technologien für ein Overlay-Netz

Das Elektroenergieübertragungsnetz steht mit der zunehmend zentralen und nicht mehr verbrauchsnahe und dezentralen Energieerzeugung vor einer neuen internationalen Transportaufgabe, die als Weitstreckenübertragung zu verstehen ist. Eine wirtschaftliche Lösung derartiger Aufgaben bietet ein Overlay-Netz. Dieses wird mit einer neuen den bestehenden Spannungsebenen überlagerten Spannung (z.B. 800 kV) betrieben und ermöglicht so den verlustreduzierten Transport großer Energiemengen über weite Distanzen. Daher sieht auch das *Energiekonzept der Bundesregierung* den Bau eines in den europäischen Verbund integrierten Overlay-Netzes vor [2].

Als Technologie kommt hierfür neben der Hochspannungsdrehstromübertragung (HDÜ) auch die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) in Betracht. Wobei jede Technologie entweder als Freileitung oder Kabel ausführbar ist. Außerdem stehen auch *Gasisolierte Leitungen* (GIL) für die AC-Technologie zur Verfügung. Tab. 2.4 gibt einen Überblick über die möglichen Technologien eines Overlay-Netzes.

Die DC-Technologie lässt sich grundsätzlich in zwei Ausführungsformen unterscheiden: Fremdgeführte (Line Comutated Converter - LCC) und selbstgeführte Umrichter (Voltage Source Converter - VSC). Kommerzielle Projekte werden mit LCC-Umrichtern bereits seit den 1950er Jahren als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zunächst mit Quecksilberdampfventilen und seit Mitte der 1970er Jahre mit Thyristoren realisiert und bilden heute das Gros der realisierten HGÜ-Projekte. Die Entwicklung von abschaltbaren Ventilen wie z.B. IGBTs machte die VSC-Umrichtertechnologie möglich. Da bei der VSC-Technologie für die Leistungsflussumkehr im Gegensatz zur LCC-Technologie keine Spannungsumkehr erforderlich ist und somit auch der Betrieb mit mehreren Umrichtern innerhalb eines DC-Netzwerks (Multi Terminal Direct Current) technologisch wesentlich einfacher realisiert

werden kann, ist diese Technologie für ein HGÜ-Overlay-Netz am besten geeignet und wird deshalb im Folgenden ausschließlich betrachtet. [28], [29]

**Tab. 2.4** Overlay-Netz-Technologien und aktuell maximale Spannungsebene [9], [30], [31]

AC (HDÜ)			DC (HGÜ)	
Freileitung	Kabel	GIL	Freileitung	Kabel
1100 kV	380 kV	550 kV	800 kV	320 kV (VPE) 550 kV (MI)

Aus unterschiedlichen Gründen ist die Akzeptanz in der Bevölkerung für Freileitungsanlagen wesentlich geringer, als für Kabelanlagen [30]. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit sind AC-Kabel wegen ihrer hohen Kosten für eine Langstreckenübertragung nicht relevant (siehe Abb. 2.13) [9].

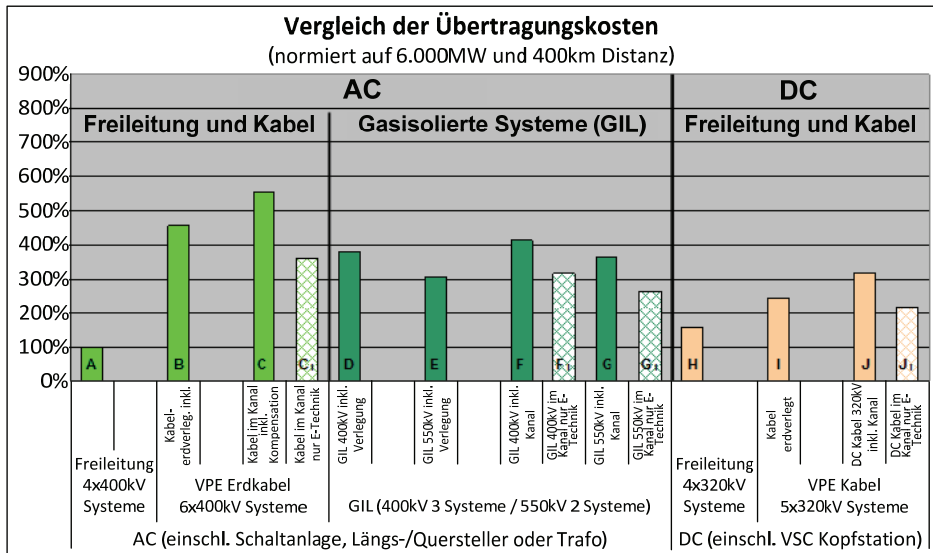
Bei der Implementierung eines Overlay-Netzes ist es aus Betriebsführungssicht zweckmäßig, die Kuppelstellen zur bestehenden Netzinfrastruktur regelbar zu gestalten. Dies ist ohne zusätzliche Betriebsmittel nur bei der VSC-HGÜ-Technologie möglich. Um AC-Kuppelstellen regelbar zu gestalten, sind zusätzliche Betriebsmittel erforderlich, die die Kosten aller AC-Technologien erheblich steigern würden.

Die zulässigen Leitungslängen von GIL werden im Wesentlichen von der Kurzschlussimpedanz des Netzes bestimmt. Diese liegt in Europa deutlich unter  $1 \Omega$  [32]. Demnach kann die theoretisch mögliche Übertragungslänge von bis zu etwa 300 km nahezu vollständig ausgenutzt werden [33]. Dies genügt den notwendigen Leitungslängen für ein europaweit vermaschtes Overlay-Netz nicht. Weshalb auch die GIL als alleinige Technologie des Overlay-Netzes ausscheiden.

Dem entsprechend wird im Folgenden die HGÜ-Technologie auf Grund ihrer wirtschaftlichen und technologischen Vorteile bei zumindest teilweiser Erdverlegung, Regelung der Kuppelstellen und der avisierten Übertragungsstrecken betrachtet [34].

Dabei versteht man unter einem vermaschten HGÜ-Overlay-Netz ein Netzwerk von Gleichstromleitungen, welche auf hoher Spannungsebene elektrische Energie übertragen. An mehreren Stellen dieses Netzwerks befinden sich Kopplungen zur bestehenden AC-Netzinfrastruktur in Form von Umrichterstationen, welche sowohl Leistung aus dem AC- in das DC-Netz ein- als auch in umgekehrter Richtung ausspeisen können. Als technologische Ausführung eines vermaschten HGÜ-Netzes kommen heute nur sogenannte VSC-HGÜ-Umrichter in Frage. Diese selbstgeführte Umrichtertechnologie bietet einen Vierquadrantenbetrieb, sodass der Wirk- und Blindleistungsaustausch mit dem unterlagerten AC-Netz innerhalb der Grenzen der Umrichterscheinleistung voneinander entkoppelt geregelt werden kann [35]. Somit kann ein HGÜ-Overlay-Netz sowohl den Regelleis-

tungstransport unterstützen, als auch Blindleistung z.B. für einen Optimal Power Flow bereitstellen, ohne dass sich beide Aspekte gegenseitig beeinflussen. Bei der Regelung der Austauschwirkleistung muss die insgesamt eingespeiste der insgesamt ausgespeisten Leistung entsprechen, was als globale Randbedingung des DC-Netzwerks bezeichnet werden kann.



**Abb. 2.13** Kostenvergleich – AC- und DC-Technologie [9]

Die aktuell verfügbaren VSC-Leistungsklassen genügen den Anforderungen an ein europaweit vermaschtes Overlay-Netz mit entsprechender Übertragungsleistung noch nicht. Große Fortschritte in diesem Bereich während der vergangenen Jahre lassen den gewünschten Entwicklungsstand innerhalb der nächsten Jahre erwarten. [28]

## 2.7 Betriebsführung HGÜ-Overlay-Netz – Stand der Technik

Ein europaweit vermaschtes HGÜ-Overlay-Netz benötigt eine Netzbetriebsführung, die zum Einen den DC-Netzbetrieb innerhalb der vorgesehenen DC-Systemgrenzen gewährleistet und zum Anderen die Integration in die AC-Betriebsführung inklusive der teilweisen Übernahme von Systemdienstleistungen gewährleistet.

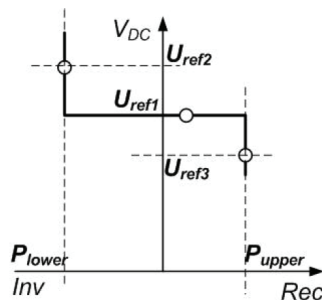
Im Abschnitt 2.7.1 werden Verfahren beschrieben, welche die Einhaltung der DC-Systemgrenzen gewährleisten, außerdem werden im Abschnitt 2.7.2 Ansätze zur Integration der HGÜ in die P-f-Regelung bzw. zur teilweisen Übernahme der durch die P-f-Regelung hervorgerufenen Leistungsflüsse dargelegt. Abschließend werden im Abschnitt 2.7.3 Möglichkeiten zur Integration der HGÜ-Betriebsführung in bereits bestehende Betriebsorganisationen bzw. -regime vorgeschlagen.

### 2.7.1 DC-seitige HGÜ-Spannungsregelung

Beim Betrieb eines HGÜ-Netzwerks ist die DC-Spannung an jedem Knoten des Netzes in einem gewissen Spannungsband um die Nennspannung zu halten. Diese elementare Randbedingung ist genau dann erfüllt, wenn die Summe der eingespeisten gleich der Summe der ausgespeisten Leistungen unter Berücksichtigung der entstehenden Verluste ist. Somit ist die Spannung im DC-Netz mit der Frequenz im AC-Netz vergleichbar, denn um diese konstant zu halten, muss ebenfalls die Leistungsbilanz ausgeglichen sein. Der Spannungsgradient in Anhängigkeit von der Knotensummenleistung mit der sich die Spannung bei Leistungsungleichgewicht ändert, variiert mit den im System vorhandenen Kapazitäten. Diese sind primär nur durch die Leitungskapazitäten gegeben und können durch zusätzlich installierte Kapazitäten erweitert werden, um die Spannungsgradienten zu verkleinern.

Die bisher hinreichend oft verwendeten HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen löst diese Aufgabenstellung, indem ein Umrichter die Spannungsregelung übernimmt, sodass stets so viel Leistung aus dem AC-System entnommen wie eingespeist wird. Der andere Wechselrichter realisiert über eine Stromregelung die geforderte Übertragungsleistung. Dieses Verfahren gewährleistet einen stabilen Arbeitspunkt, ist aber bei einem HGÜ-Netzwerk mit mehr als zwei Umrichtern in dieser Art und Weise nicht anwendbar. [29], [36]

Eine Möglichkeit ein HGÜ-Overlay-Netz zu betreiben ist, einen Umrichter als sogenannten Slack zu definieren. Dieser gleicht, ähnlich wie ein Slack-Knoten bei der Leistungsflussberechnung, die Leistungsbilanz des HGÜ-Netzwerks aus. Da die DC-Spannung ein Indikator für das Wirkleistungsgleichgewicht ist, verfügt er deshalb über eine DC-Spannungsregelung. Alle anderen Umrichter des DC-Netzwerks werden entsprechend ihrer Wirkleistungsvorgaben betrieben. Die Kennlinie des Slack-Umrichters ist in Abb. 2.14 dargestellt. Dieses Verfahren birgt die Gefahr von ungewollten Spannungs- und Leistungspendelungen. [37], [38], [39]



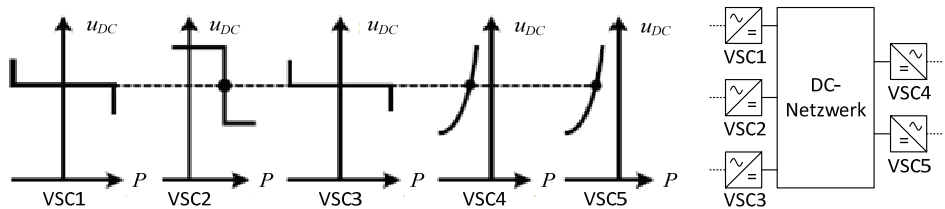
**Abb. 2.14** Slack-Umrichter-Charakteristik [37]

Ein abgewandeltes Verfahren wird in [40] beschrieben und ist in Abb. 2.15 veranschaulicht. Zwei Umrichter des HGÜ-Netzwerks (VSC1 und VSC3) halten die DC-Spannung auf einen vorgegebenen Wert konstant. VSC3 hingegen wird nicht auf eine konstante DC-



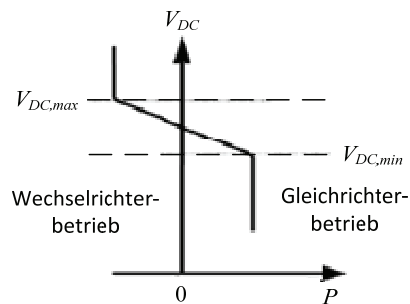
Spannung sondern auf eine konstante Umrichterwirkleistung geregelt und agiert in diesem Fall als Gleichrichter. Die restlichen beiden Umrichter (VSC4 und VSC5) versorgen passive Netze. Dabei wird so viel Leistung umgesetzt, wie dies entsprechend deren Kennlinien und der durch VSC1 und VSC3 eingprägten DC-Spannung vorgegeben ist.

Bei diesem Verfahren ist zu beachten, dass die gleichzeitige Spannungsregelung durch zwei Umrichter zu ungewollten Spannungs- und Leistungspendelungen führen kann. [34], [41]



**Abb. 2.15** Umrichtercharakteristika [40]

Bei den bisher beschriebenen Verfahren wird mindestens eine Umrichterstation als Slack-Umrichter derart betrieben, dass er stets an seiner positiven oder negativen Wirkleistungsgrenze arbeitet – auch als *Voltage-Margin-Control* bezeichnet. Dies wird bei den in [39], [41], [42] und [43] beschriebenen Verfahren vermieden. Jeder Umrichter des DC-Netzwerks beteiligt sich dabei an der Spannungshaltung, indem ihm im Rahmen seiner Wirkleistungsgrenzen ein proportionales Verhalten, wie dies beispielhaft in Abb. 2.16 gezeigt ist, vorgegeben wird. Dieses Verfahren heißt *Voltage-Droop-Control*<sup>1</sup>.

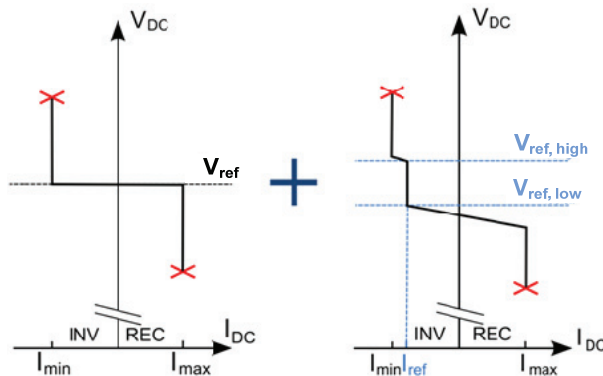


**Abb. 2.16** Umrichtercharakteristik [42]

Die Verwendung der *Voltage-Margin-Control* belastet den spannungsregelnden Umrichter sehr stark, da er die Gesamte Leistung zum Ausgleich des Leistungsgleichgewichts liefern muss. Zusätzlich erfolgt die Umschaltung von einer Wirkleistungsgrenze des

<sup>1</sup> Die äquivalente deutsche Bezeichnung würde Spannungsstatik-Regelung lauten. Da es keine deutschsprachige Literatur zu diesem Thema gibt, wird im Weiteren der international übliche Begriff „Droop“ für „Statik“ verwendet.

spannungsregelnden Umrichters zur anderen abrupt, was diesen Umrichter durch hohe Leistungsgradienten ebenfalls stark belastet. Beim Betrieb mehrerer spannungsregelnder Umrichter müssen deren Spannungsgrenzen so aufeinander abgestimmt sein, dass zu einem Zeitpunkt genau ein Umrichter die Spannung regelt. Um trotzdem nicht auf einen Slack-Umrichter verzichten zu müssen, schlägt [34] vor, eine *Voltage-Droop-Control* zusätzlich zur *Voltage-Margin-Control* als Back-Up entsprechend Abb. 2.17 zu verwenden. Die *Voltage-Droop-Control* wird nur dann aktiviert, falls am betreffenden Umrichter eine DC-Spannung gemessen wird, die sich außerhalb definierter Spannungsgrenzen befindet. In diesem Fall unterstützen die betroffenen Umrichter den Slack-Umrichter mit einer *Voltage-Droop-Control*. [34]



**Abb. 2.17** *Voltage-Margin- und Voltage-Droop-Control* in einem DC-Netzwerk [34]

*Es existieren bereits Verfahren zur Spannungsregelung eines DC-Netzwerks, die alle das Vorhandensein eines Slack-Umrichters voraussetzen. Um Abhängigkeiten zu vermeiden und den Leistungsausgleich auf alle im Netzwerk beteiligten Umrichter zu verteilen, ist ein Verfahren wünschenswert, welches auf einen Slack-Umrichter verzichtet.*

### 2.7.2 Integration einer HGÜ in die P-f-Regelung

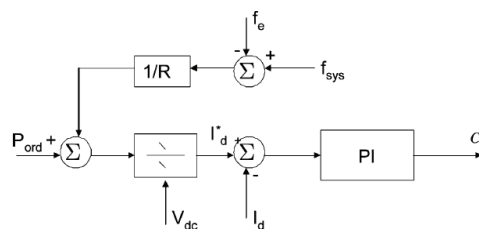
Die aktivierte Regelleistung muss über das Verbundnetz transportiert werden. Ohne eine geeignete Regelung eines HGÜ-Netzes zur Übertragung von Regelleistung würde sich dieses nicht am Transport von Regelenergie beteiligen. Der alleinige Transport über das synchrone 400-kV-Netz ist wirtschaftlich nicht sinnvoll und ab einer gewissen Höhe der zu übertragenen Regelleistung technisch nicht möglich, da es zu Überlastsituationen oder sogar einem Verlust der Winkel- oder Spannungsstabilität führen würde [15]. In diesem Kapitel werden beispielhaft die Kernaussagen bestehender Ansätze zur Integration einer HGÜ in die P-f-Regelung dargelegt, die somit den Stand der Technik widerspiegeln.

Da Wind als regenerative Energiequelle noch große Ausbaupotentiale bietet und aufgrund von klimatischen Grundvoraussetzungen aber nur in wenigen Regionen im hinreichend großen Maßstab nutzbar ist, stellt der Wind ein wesentlichen Grund für die Notwendigkeit eines Overlay-Netzes dar. Somit beschreiben einige der im Folgenden vorge-

stellten Lösungsansätze für die Integration einer HGÜ in die P-f-Regelung Anbindungen von Offshore-Windparks.

Durch LCC-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen können einzelne Offshore-Windparks an das synchrone Verbundnetz angeschlossen werden. Um derart angeschlossene Windparks an der P-f-Regelung zu beteiligen, wird in [44] ein Regelkonzept vorgestellt. Die Entwurfs-idee basiert darauf, dass ein HGÜ-Umrichter wie ein konventionelles Kraftwerk funktioniert. Daher dient die Frequenzabweichung, wie bei der P-f-Regelung, als Regeldifferenz. Entsprechend einer Frequenz-Statik-Charakteristik wird die Wirkleistung des am synchronen AC-Netz angeschlossenen Umrichters, wie in Abb. 2.18 dargestellt, geregelt.

Der schwankenden Leistungsabnahme durch die HGÜ kann an den Windrädern mittels einer Blattwinkelverstellregelung begegnet werden. Diese ermöglicht die abgegebene Leistung eines Windrades in gewissen Grenzen zu regeln. Somit ist gewährleistet, dass die Speisung des DC-Netzes bei geringem Leistungsbedarf durch das AC-Netz gedrosselt werden kann. [44]



**Abb. 2.18** P-f-Regelkonzept (LCC) [44]

[45] verfolgt das Konzept die P-f-Regelung an einem Punkt des Netzes durch einen an einer HGÜ angeschlossenen VSC-Umrichter bei einem Frequenzeinbruch zu unterstützen. Es nutzt dabei aus, dass VSC-Umrichter wesentlich schneller Wirkleistung zur Verfügung stellen können, als Kraftwerke.

Dazu wird die Frequenz gemessen. Falls diese 49,5 Hz unterschritten werden, wird abhängig von der im HGÜ-Netz vorhanden Wirkleistung die Leistungsabgabe in das AC-Netz eingestellt. Ist die Frequenz auf einen Wert  $\geq 49,95$  Hz angestiegen, wird die durch den VSC-Umrichter ins AC-Netz eingespeiste Leistung langsam reduziert, während die P-f-Regelung dafür sorgt, dass die Kraftwerke die zuvor durch den Umrichter bereitgestellte Leistung in das Netz einspeisen. Die Reduktion der durch den Umrichter bereitgestellten Leistung erfolgt so lange, bis er die vor der Störung eingestellte Leistung abgibt oder aufnimmt. Diese Regelstruktur ist in Abb. 2.20 veranschaulicht. [45]

In Abb. 2.19 ist die Wirkung des beschriebenen Algorithmus auf die Frequenz bei einer Störung (Leistungsdefizit) dargestellt. Die Frequenz erreicht wesentlich schneller ihren Sollwert, weist keine stationäre Frequenzabweichung auf und weicht während der Störung weniger stark von der Nennfrequenz ab. In [45] wird leider nicht darauf eingegangen wie die notwendige Regelenergie in die HGÜ eingespeist wird.

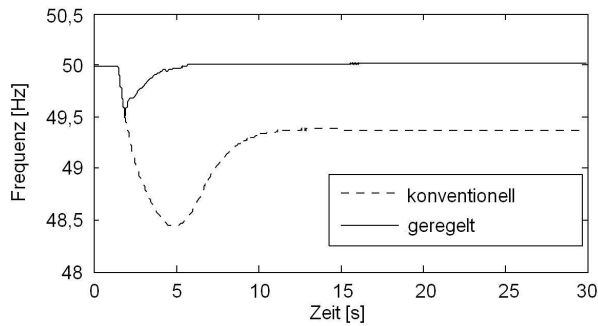


Abb. 2.19 Frequenzverlauf [45]

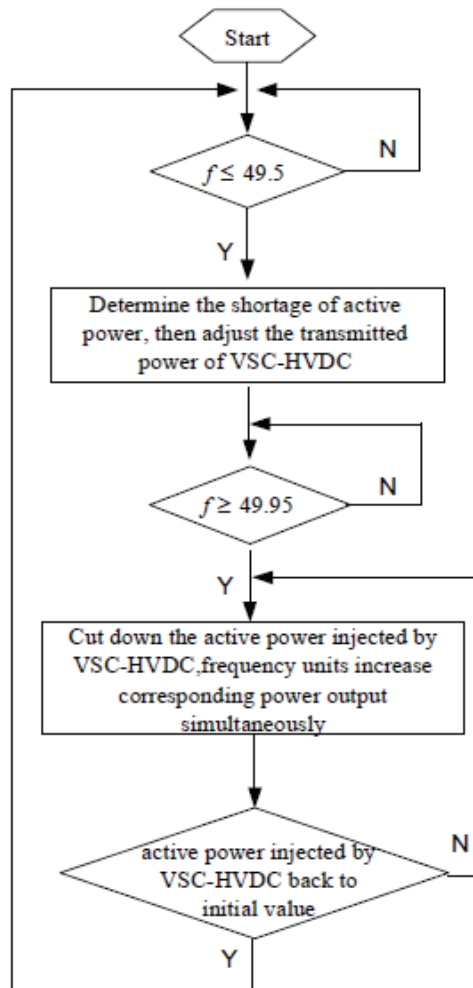


Abb. 2.20 Unterstützung der P-f-Regelung (Algorithmus) [45]

Ein ähnliches Konzept wie [44] verfolgt [46], allerdings wird hier die Anbindung eines Offshore-Windparks mittels eines HGÜ-Netzwerks MTDC und dessen Einbindung in die P-

f-Regelung und Pendeldämpfung betrachtet (Abb. 2.21). Auch in dieser Arbeit wird die Abgabeleistung der Windkraftanlagen mittels Blattwinkelverstellregelung entsprechend der Anforderungen der in der HGÜ-Regelung integrierten P-f-Regelung angepasst. Die Information über aktuelle AC-seitige Frequenzabweichungen werden an die Offshore-seitigen Umrichter über Telekommunikationseinrichtungen übermittelt. Die somit erreichte Verbesserung des Frequenzverlaufs nach Störungseintritt ist in Abb. 2.22 dargestellt.

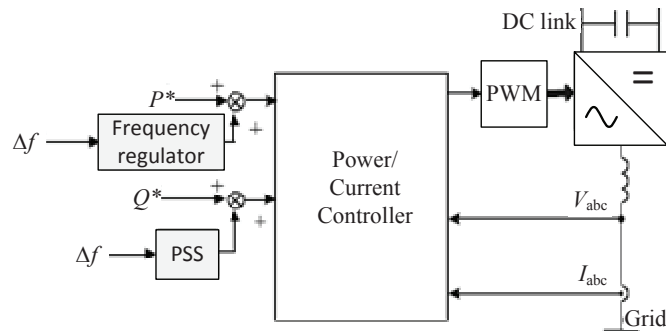


Abb. 2.21 P-f-Regelkonzept (MTDC, Telekommunikation) [46]

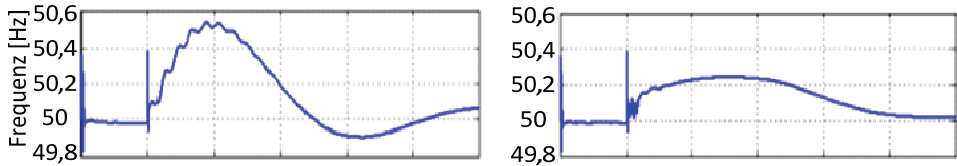


Abb. 2.22 Frequenzabweichung nach Störung ohne (links) und mit (rechts) MTDC [46]

Die Konzepte [43] und [47] basieren ebenfalls auf der Frequenz als Regelgröße (siehe Abb. 2.23 und Abb. 2.24). Allerdings benötigen diese Ansätze keine Telekommunikationseinrichtungen, da die interne Regelung des HGÜ-Netzwerkes mittels Voltage-Droop-Charakteristik geregelt wird.

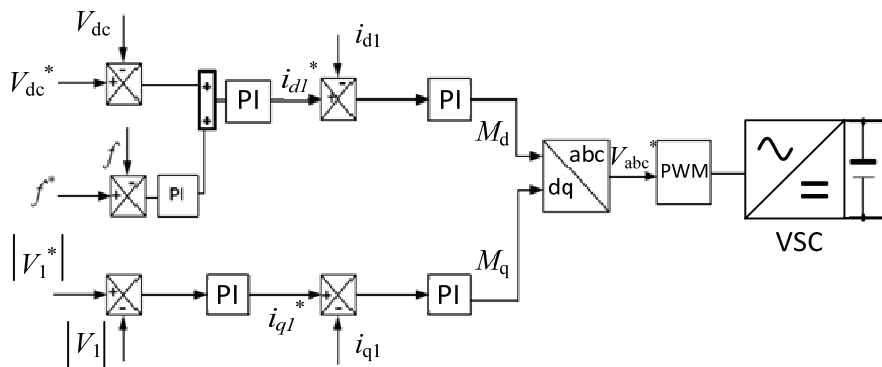


Abb. 2.23 P-f-Regelung (MTDC, Voltage-Droop-Control) – I [47]



könnten dann neben der Optimierung der Overlay-Netz-Betriebsführung auch die bereits heute bestehenden Vorzüge des Netzregelverbands europaweit ausgenutzt werden. Diese sind [22]:

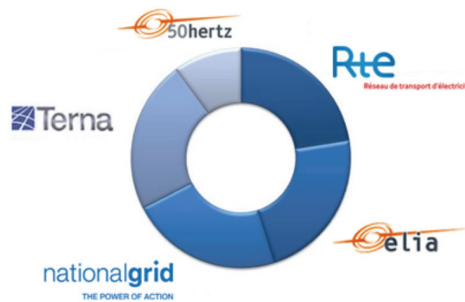
- 1.) Vermeidung gegenläufiger Regelleistungsaktivierung,
- 2.) Kostenoptimale Regelleistungsaktivierung – günstige Regelleistungsanbieter bevorzugt,
- 3.) Gemeinsame Regelleistungsvorhaltung – Reduktion der vorzuhaltenden Regelleistung und
- 4.) Gemeinsame Regelleistungsbeschaffung – NRV-weiter Wettbewerb unter den Regelleistungsanbietern

Die Einsparpotentiale, die bisher nur deutschlandweit und seit 01.10.2011 auch von der Regelzone Dänemark-West genutzt werden, erhöhen sich mit größer werdendem Einzugsgebiet. Die Integration des HGÜ-Overlay-Netzes in den Netzregelverbund ist zu Beginn optional möglich. Sobald der Geltungsbereich des NRV eine gewisse Größe erreicht, sind die Strecken zum Regelleistungstransport verhältnismäßig weit. Um dieser Transportaufgabe gerecht werden und somit tatsächlich alle vier Vorzüge des NRV europaweit ausnutzen zu können, ist die Integration eines Overlay-Netzes zu diesem Zeitpunkt notwendig.

Als „ÜNB“, welcher der Betriebsführung eines zukünftigen europaweiten HGÜ-Overlay-Netzes übernehmen könnte, kommt auch *Coreso* in Betracht [48]. *Coreso* ist eine seit 2008 existierende technische Koordinationsplattform für europäische ÜNBs (siehe Abb. 2.25). Sie stellt den Leitwarten der Mitglieds-ÜNBs Prognosen über die Betriebs- und Versorgungssicherheit in 2-tages, 1-tages oder Intraday-Horizonten zur Verfügung. Damit verwirklicht *Coreso* eine operative Zusammenarbeit von europäischen ÜNBs nahezu in Echtzeit. *Coreso* verfolgt dabei folgende Eckpunkte:

- Erhöhung der Versorgungssicherheit,
- Betriebssicherheit des europäischen Elektroenergiesystems,
- Integration großer Mengen regenerativ erzeugter Energie,
- Weiterentwicklung des europäischen Energiemarktes und
- Vorantreiben von Entwicklungen bzgl. des europäischen Netzausbaus, wie:
  - Errichtung von Offshore-Windparks und
  - Bau neuer DC-Verbindungen.

Die den Leitwarten zur Verfügung gestellten Prognosen, basieren auf der Analyse der Daten (Lastprognose, Kraftwerksfahrpläne, Leistungsim- und -exporte, Netztopologie), welche von allen Netzoperatoren täglich eingereicht werden. Mit der Gesamtheit aller Daten werden diverse Szenarien, wie z.B. Leitungsausfälle simuliert. Diese dienen auch dazu den Leitwarten Handlungsempfehlungen im Falle des Eintretens eines solchen Szenarios zu geben, um somit auch im Störfall die Sicherheit des Übertragungsnetzes weiter zu gewährleisten. [48]



**Abb. 2.25** Mitglieder-ÜNBs bei Coreso [48]

## 2.8 Fazit und Forschungsfrage

Zur Systemführung gehört neben der Netzführung auch die Wahrung der Systembilanz, die die Einhaltung der vereinbarten Wirkleistungsflüsse zwischen den Regelzonen und eine konstante Frequenz durch eine Wirkleistungsbalance ermöglicht. Technisch wird das Gleichgewicht von Verbrauch und Erzeugung durch die P-f-Regelung realisiert. Die P-f-Regelung wird in *Primär-, Sekundär-, Tertiärregelung* und *Time Control* entsprechend des zeitlichen Wirksamwerdens und entsprechenden Unteraufgaben unterschieden. Wobei vornehmlich *Primär- und Sekundärregelung* für die reine Frequenzhaltung und damit Wirkleistungsbalance verantwortlich sind. Die *Primärregelung* greift innerhalb der ersten 15 s nach Auftreten eines Wirkleistungsungleichgewichtes ein und wird anschließend bis 15 Minuten nach Störungseintritt von der *Sekundärregelung* abgelöst. Bis dahin sollte jede Störung kompensiert sein und sich die Frequenz im vorgegebenen Band befinden, wie dies in Abschnitt 2.2 genauer beschrieben ist. Für die *Sekundärregelung* existieren verschiedene Verfahren mit entsprechenden Vor- und Nachteilen, die in Tab. 2.2 aufgeführt sind. Darüber hinaus werden in den Abschnitten 2.3 und 2.5 das Netzkennlinienverfahren als das in Deutschland zur Anwendung kommende Sekundärregelverfahren und der Horizontale Belastungsausgleich als deutsche Besonderheit in der Netzbetriebsführung etwas näher beschrieben. Da neben der insgesamt zur Verfügung stehenden Regelleistungsreserve auch ihre Verteilung innerhalb eines Verbundnetzes für die Wirksamkeit der P-f-Regelung von Bedeutung ist, hat die UCTE Ad hoc Group *Geographical Distribution of Reserves* entsprechende Regeln formuliert. Diese sind im Abschnitt 2.4 zusammengefasst und fordern insgesamt eine gleichmäßige Verteilung von Primär- und Sekundärregelreserven auf die Regelzonen des Verbundnetzes, um z.B. Netzengpässe durch Regelleistungstransport zu verhindern.

Zur Errichtung eines Overlay-Netzes sind verschiedene Technologielösungen denkbar, die die Anforderungen an ein europäisches Verbundnetz unterschiedlich gut erfüllen. Der Argumentationsweg aus Abschnitt 2.6 prädestiniert ein HGÜ-Overlay-Netz mit VSC-Umrichtern. Hauptvorteil des HGÜ-Overlay-Netzes ist die Regelbarkeit der Kuppelstellen zur bestehenden AC-Netzinfrastruktur. Für die Integration eines DC-Netzes in die P-f-Regelung des bestehenden Verbundnetzes existiert ein bereits in mehreren Untersu-



chungen verfolgter Ansatz. Dieser nutzt die Frequenz als zentrale Regelgröße der P-f-Regelung, um damit auch die Umrichterleistungen an die Bedürfnisse der P-f-Regelung anzupassen. Neben der Integration in die AC-Netzbetriebsführung ist auch eine DC-Netzinterne Betriebsführung notwendig. Diese muss für ein Wirkleistungsgleichgewicht im HGÜ-Netz sorgen, damit die DC-Nennspannung eingehalten werden kann. Im Abschnitt 2.3 werden zwei grundsätzliche Spannungsregelverfahren vorgestellt – *Voltage-Margin*- und *Voltage-Droop-Control*. Ungeachtet dessen, wie die endgültige Betriebsführung eines europaweit vermaschten HGÜ-Overlay-Netzes aussieht, existieren mit dem Netzregelverbund oder *Coreso* bereits heute Verfahren bzw. Organisationen, welche die Overlay-Netz-Betriebsführung übernehmen könnten.

Aus den vorangegangenen Betrachtungen ist ersichtlich, dass die bestehenden Netzstrukturen entsprechend § 9 EEG ausgebaut werden müssen [1]. Dies kann beispielsweise in Form eines HGÜ-Overlay-Netzes geschehen. Nur durch den Ausbau kann ausreichend Transportkapazität zur Verfügung gestellt werden, um die geplanten Energiemengen aus Offshore-Windparks der nordwestlichen Küstenregionen Europas flächendeckend im gesamten Verbundnetz zu verteilen. Auch die Nutzung eines derartigen Netzausbaus für den Regelleistungstransport wird mit zunehmender Abschaltung dezentral verteilter, konventioneller Kraftwerke unabdingbar, da auch die Regelleistungstransportstrecken signifikant verlängert werden. HGÜ-Umrichter beteiligen sich im Gegensatz zum bestehenden AC-Netz nicht automatisch am natürlichen Regelleistungstransport. Da zumindest im Rahmen der *Primärregelung* sehr schnell eine ausreichende Menge Regelleistung transportiert werden muss, sind ausschließlich automatisierte Lösungsansätze in Form einer Regelung sinnvoll. Eine zweckmäßige Regelgröße stellt in diesem Zusammenhang die Frequenz dar. Diesbezüglich wurden schon vielfach Untersuchungen angestellt, die zeigen, dass ein auf der Frequenz basierendes HGÜ-Regelverfahren zu einer guten Performance der P-f-Regelung zumindest im Rahmen der Primärregelung führt (siehe Abschnitt 2.7.2) [43]-[47]. Nachteilig ist an diesem Verfahren, dass anderweitig hervorgerufene Leistungsflüsse gar nicht über das HGÜ-Overlay-Netz transportiert werden und sich dieses in solchen Fällen zumindest nicht automatisch an der Entlastung des AC-Netzes beteiligt. Da ein HGÜ-Overlay-Netz die globale Leistungsbilanz nicht beeinflussen kann, sondern ausschließlich den Ausgleich von Frequenzgradienten zwischen Netzknoten unterstützen kann, ist es zielführender die Winkeldifferenzen über die AC-Leitungen zu verwenden. Da diese mit den zugehörigen Leistungsflüssen eine direkte Abhängigkeit aufweisen.

Die Forschungsfrage in dieser Masterarbeit besteht nun darin, wie unter Verwendung von Winkelmessungen eine kennlinienbasierte Umrichterregelung eines HGÜ-Netzes derart erweitert werden kann, dass ein HGÜ-Overlay-Netz einen signifikanten Beitrag zum Transport von Regelleistung unter Ausnutzung (lokaler) Winkelmessungen auf Basis von PMUs liefern kann.

### 3 Betriebsführungsverfahren für ein vermaschtes HGÜ-Netzes

In diesem Kapitel wird ein Betriebsführungsverfahren für ein HGÜ-Overlay-Netz erarbeitet. Ziel ist es, das vorhandene AC-Netz durch das Overlay-Netz zu entlasten. Vor allem ist die AC-Netzbelastung durch RL-Leistungsflüsse zu reduzieren.

#### 3.1 Anforderungen

Bevor ein Betriebsführungsverfahren erarbeitet wird, sind Anforderungen an dieses zu definieren. Dabei soll es hauptsächlich darauf ausgelegt sein, sich zielführend an der P-f-Regelung des AC-Netzes zu beteiligen. Es ist überdies wünschenswert, dass auch anderweitig verursachte Leistungsflüsse anteilig über das HGÜ-Overlay-Netz transportiert werden. Damit sind auch zwangsläufig zu leistende Leistungsflüsse zum Beispiel in Folge des HoBa gemeint.

Dabei ist unbedingt zu gewährleisten, dass

- die Qualität der P-f-Reglung nicht verschlechtert wird z.B. durch langsames Ausregeln von Störungen,
- Kraftwerke ein möglichst geringes Überschwingen aufweisen,
- Kraftwerke, welche sich außerhalb der von einer Störung betroffenen Regelzone befinden, lediglich einen Beitrag zur *Primärregelung* liefern und somit Regelleistung nur so kurz wie möglich zur Verfügung stellen und
- die Anforderungen aus dem UCTE-OH [19] und dem Transmission Code [18] weiter erfüllt sind (siehe hierfür Abschnitt 2.2).

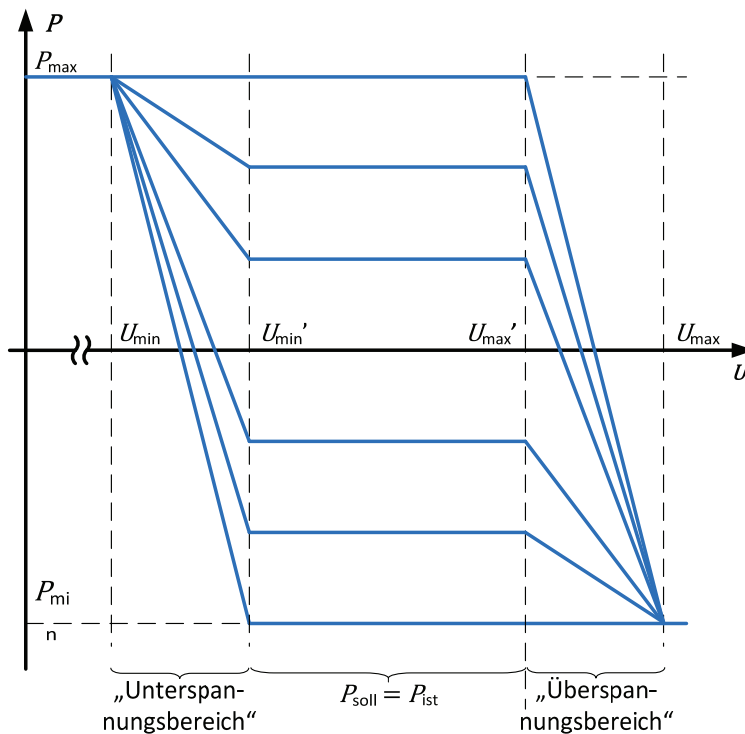
Die Investitionen und der zeitliche Aufwand für die Errichtung eines europaweit vermaschten HGÜ-Overlay-Netzes sind sehr hoch. Dem entsprechend ist es wenig sinnvoll bereits fertig gestellte Teile des Overlay-Netzes ungenutzt zu lassen, bis das gesamte Netz einsatzbereit ist. Es besteht deshalb auch die Forderung, dass das Regelverfahren sowohl für den Betrieb einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung als auch für den Betrieb eines kontinuierlich wachsenden Netzes geeignet ist.

#### 3.2 Spannungsregelung im HGÜ-Overlay-Netz

Die im Betriebsführungsverfahren eingebettete Spannungsregelung des DC-Netzwerks, im Folgenden als Spannungskehlverfahren bezeichnet, ist aus den im Abschnitt 2.3 beschriebenen *Voltage-Margin-* und *Voltage-Droop-Control* abgeleitet.

Dieses Verfahren übergibt jedem Umrichter im DC-Netzwerk die Aufgabe der Spannungshaltung am zugehörigen DC-Knoten. Der dafür zu Grunde liegende Gedanke ist der Zusammenhang von Leistungsbilanz und Spannung in einem DC-Netzwerk. Eine zu große Leistungseinspeisung eines Umrichters und ein gleichzeitig zu geringer Leistungsabfluss

von diesen Knoten innerhalb des DC-Netzwerks führen an diesem Knoten zu einem Spannungsanstieg, der unter Umständen die zulässigen Spannungsgrenzen verletzt. Dies gilt analog für geringe Leistungseinspeisung und den damit verbundenen Spannungsabfall. Die Spannungsgrenzen werden durch die Nennspannung und ein zulässiges Spannungsband definiert. Jeder HGÜ-Station wird unabhängig voneinander ein Leistungssollwert vorgegeben, der z.B. aus AC-Netzbetriebsführungssicht ein Optimum darstellt. Diese Leistung wird vom jeweiligen Umrichter so lange umgesetzt, bis die DC-Spannung nahe der unteren oder oberen Spannungsgrenze ( $U_{\min}'$  oder  $U_{\max}'$ ) ist. Dann wird die Umrichterleistung langsam gesteigert bzw. abgesenkt. Sollte die untere oder obere Spannungsgrenze ( $U_{\min}$  oder  $U_{\max}$ ) dennoch erreicht werden, ist der Umrichterarbeitspunkt in diesem Fall durch die Wirkleistungsgrenzen des Umrichters ( $P_{\max}$  und  $P_{\min}$ ) definiert. Die sich somit ergebende Umrichtercharakteristik ist in Abb. 3.1 dargestellt. Da sich die Spannungskennlinie mit jedem neuen Umrichtersollwert verändert, wird der zugehörige Verstärkungsfaktor der *Voltage-Droop-Control* für den „Über-“ und „Unterspannungsbereich“ mit jedem neuen Sollwert neu berechnet.



**Abb. 3.1** HGÜ-Kennlinienverfahren

Die Funktionsweise dieses Verfahrens ist von der Komplexität des DC-Netzwerks vollkommen unabhängig. Jeder Umrichter regelt seine Leistung entsprechend des ihm vorgegebenen Leistungssollwertes und der DC-Spannungsmessung völlig autark, ohne dafür mit den

anderen Umrichtern informationstechnische verbunden zu sein. Es bietet überdies den Vorteil, dass der Leistungswert innerhalb eines gewissen DC-Spannungsbandes beibehalten werden kann und abrupte Änderungen in den Umrichterleistungen vermieden werden.

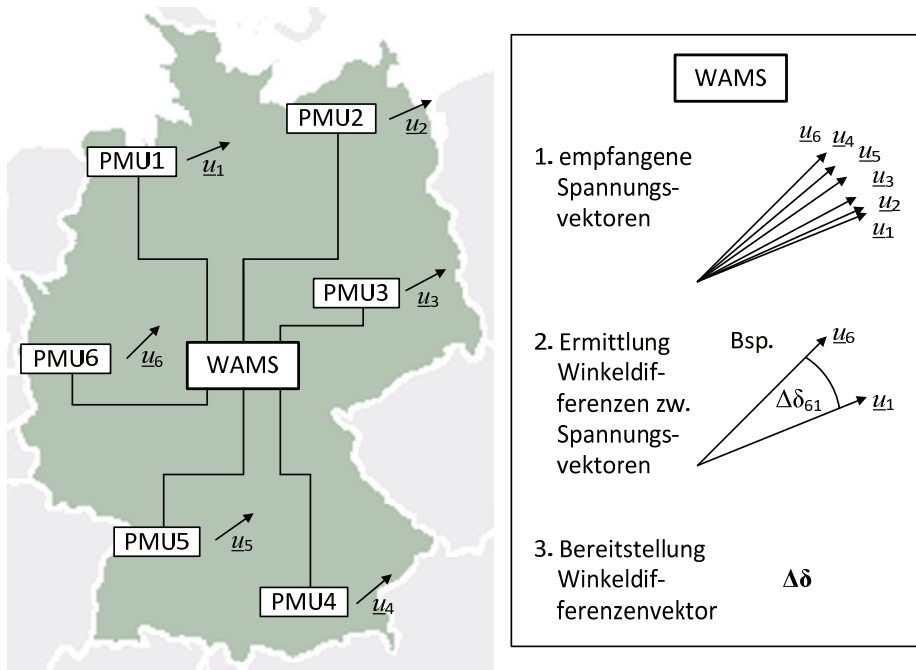
### 3.3 Winkelgradientenverfahren

im Abschnitt 2.7.2 beschrieben, existieren bereits Ansätze zur Integration eines HGÜ-Netzes in die P-f-Regelung. Alle Ansätze basieren auf der Frequenz  $f$  als zentrale Regelgröße. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass dieses Verfahren gut geeignet ist, die P-f-Regelung im Rahmen der Primärregelung durch die HGÜ zu unterstützen [43], [46], [47]. Bei anderweitig hervorgerufenen Leistungsflüssen z.B. in Folge des HoBa oder anderen Regelungsstufen der P-f-Regelung unterstützt dieses Verfahren die Entlastung des AC-Netzes durch die HGÜ nicht selbstständig, sondern nur durch überlagerte Steuer- oder Regelstrukturen bzw. manuelle Einstellungen.

Sollen Leistungsflüsse egal welchen Ursprungs durch das HGÜ-Regelverfahren erfasst und somit das AC- durch das DC-Netz entlastet werden, ist eine andere Regelgröße zu finden. Die primär betrachteten AC-Leitungen befinden sich im Höchstspannungsnetz. Für diese Leitungen gilt, dass deren ohmscher Widerstand  $R$  viel kleiner ist als deren Reaktanz  $X$  und somit  $R/X \rightarrow 0$ . Gleichung (3.1) beschreibt den Leistungsfluss über eine solche AC-Leitung [15]:

$$p_{12} = \frac{u_1 \cdot u_2}{x_{12}} \sin(\Delta\delta) \quad (3.1)$$

Im Höchstspannungsnetz können  $u_1$ ,  $u_2$  und  $x_{12}$  als Konstant angenommen werden. Demzufolge hängen Leistungsflüsse im Höchstspannungsnetz allein von der Spannungswinkeldifferenz  $\Delta\delta$  über die entsprechende Leitung ab. Diese kann über Phasor Measurement Units (PMU) und das Wide Area Measurement System (WAMS) erfasst werden. PMUs werden dazu an dem AC-Umrichter-knoten installiert. Jede PMU misst die komplexe Spannung am Anschlusspunkt, versieht den Messwert mit einem GPS-Zeitstempel und übergibt diese Daten an das zentrale WAMS, an das alle PMUs leittechnisch angebunden sind (siehe Abb. 3.2). Da das WAMS über keine Referenz für die Spannungswinkel verfügt, können ausschließlich Winkeldifferenzen zwischen PMU-Messpunkten vom WAMS ermittelt werden. Diese Berechnung erfolgt in Echtzeit und ist nur durch den Zeitstempel der einzelnen Messdaten möglich. [49], [50], [51] Das WAMS kann den Umrichterstationen den ermittelten Winkeldifferenzvektor für deren Regelung zur Verfügung stellen. PMUs sind bereits heute in Netzschutzgeräten integriert, um diese vollständig nutzbar zu machen, ist lediglich die informationstechnische Infrastruktur flächendeckend zur Verfügung zu stellen [52].



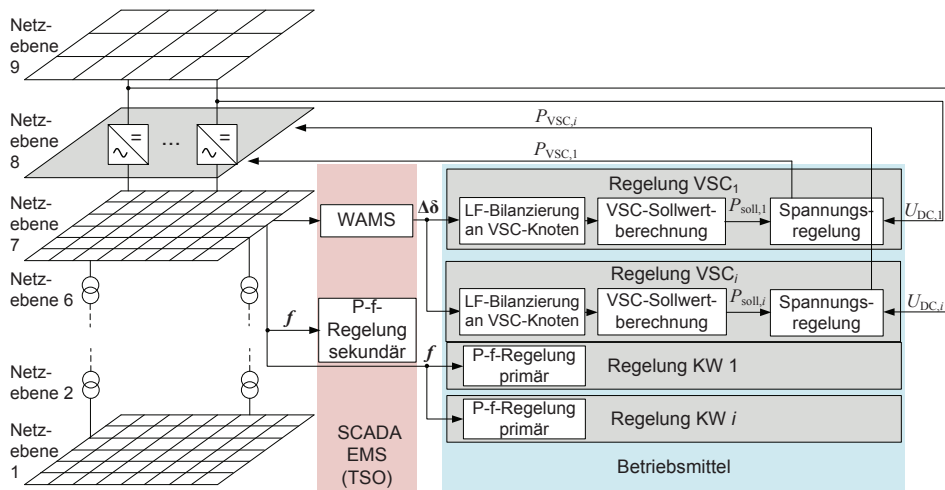
**Abb. 3.2** Funktionsweise WAMS beispielhaft für 6 PMU-Messpunkte

Wenn ein Knoten im Höchstspannungsnetz z.B. im Rahmen der P-f-Regelung Leistung bezieht, ist die Summe aller Leistungsflüsse im Höchstspannungsnetz an diesem Knoten nach dem Verbraucherzählpfeilsystem negativ, respektive positiv, falls Leistung für andere Knoten bereitgestellt wird. Über Gleichung (3.1) können die Leistungsflüsse auf den Leitungen mittels der PMU-Messsignale berechnet werden. Umrichterstationen sollten in der Nähe wichtiger Knoten im Höchstspannungsnetz installiert sein, an denen z.B. große Mengen regenerativ oder konventionell erzeugter Energie eingespeist werden, große Lastschwerpunkte angeschlossen sind oder an denen wichtige Verbindungsleitungen des Verbundnetzes zusammen laufen. Wird an jeder Umrichterstation eine PMU installiert, können die AC-Leistungsflüsse zwischen den Umrichtern bilanziert und so die lokale mittlere Leistungsflussrichtung ermittelt werden. In die Leistungsbilanz eines Umrichteranschlussknotens werden nur Leistungsflüsse derjenigen AC-Leitungen aufgenommen, die die direkte Verbindung zwischen zwei Umrichterstationen darstellen. Ein HGÜ-Overlay-Netz kann nur parallel laufende AC-Leitungen direkt entlasten. Das Beispiel in Anhang A.7 veranschaulicht diesen Sachverhalt. Die am Anschlussknoten der Umrichterstation ermittelte Höchstspannungs-Leistungsbilanz stellt die Regelgröße des zugehörigen Umrichters dar. Anhand dieser wird der Umrichtersollwert wahlweise über einen P oder einen PI-Regler berechnet. Die Reglerverstärkung  $k$  des P-Anteils bestimmt dabei die Leistungsflussverteilung zwischen AC- und DC-Netz. Bei einer Reglerverstärkung von  $k = 1$  werden die Leistungsflüsse zu gleichen Teilen auf das AC- bzw. DC-Netz verteilt.

Durch eventuelle Optimierung in der Netzbetriebsführung kann der Verstärkungsfaktor  $k$  entsprechend an z.B. Engpasssituationen angepasst werden.

Zur Betriebsführung eines HGÜ-Netztes eignet sich das im Abschnitt 3.2 beschriebene Kennlinienverfahren, welches die HGÜ-Systembilanz sicher stellt. Entsprechend diesem Verfahren ergeben sich aus den VSC-Umrichter-Sollwerten und dem aktuellen Zustand des HGÜ-Netztes die Umrichter-Istwerte.

Der grundlegende Zusammenhang, welcher die Umrichterregelung mittels PMU-Messwerten beschreibt, ist in Abb. 3.3 dargestellt.



**Abb. 3.3** Betriebsführungsverfahren eines HGÜ-Netzwerks bzgl. P-f-Regelung

Im Folgenden wird genauer auf die einzelnen Funktionsblöcke des in Abb. 3.3 dargestellten Betriebsführungsverfahrens eingegangen.

### **P-f-Regelung**

Die P-f-Regelung regelt Abweichungen in der Wirkleistungsbilanz eines einzelnen Kraftwerksknotens (*Primärregelung*) bzw. einer Regelzone und Abweichung von vereinbarten Leistungsaustauschen mit anderen Regelzonen (*Sekundärregelung*) durch Veränderung der Erzeugungsleistungen hauptsächlich konventioneller Kraftwerke. In die Wirkleistungsbilanz gehen klassischerweise überwiegend Erzeugungsleistungen von Kraftwerken und Verbrauchsleistungen von Lasten ein. Der Anteil von Speichern und EE hat bereits zugenommen und wird in den nächsten Jahren weiter ansteigen. Der Einsatz eines HGÜ-Overlay-Netztes hat außer dem Energieverbrauch durch Umrichter- und DC-Leitungsverluste keinen Einfluss auf die globale Wirkleistungsbilanz. Durch den Transport von Regelleistung kann das Overlay-Netz durchaus die Wirkleistungsbilanz einzelner Regionen um einen VSC-Umrichter beeinflussen.

**Last**

Lasten repräsentieren den Großteil des Energieverbrauchs innerhalb eines Elektroenergienetzes. Für das entwickelte Verfahren ist es irrelevant ob die Lasten unveränderlich sind oder durch Demand-Side-Management-Maßnahmen an z.B. aktuelle EE-Einspeisesituationen angepasst werden. Weichen die tatsächlichen Lasten von der Lastprognose ab und deckt sich somit der Kraftwerksfahrplan nicht mehr mit der benötigten Leistung verursacht dies eine Aktivierung der P-f-Regelung. Das Betriebsführungsverfahren unterstützt den Leistungstransport des Höchstspannungsnetzes von Energiequellen hin zu den Lastschwerpunkten.

**Einspeisung EE**

Da Netzbetreiber nach § 8 EEG zur vorrangigen Abnahme von Elektroenergie aus erneuerbaren Quellen verpflichtet sind, können Wind- und Solarparks zu dem meisten Zeiten als nicht regelbare Kraftwerke angesehen werden. Der volatile und nichtbedarfsfolgende Charakter von vor allem Wind sorgt somit dafür, dass die P-f-Regelung der konventionellen Kraftwerke im Falle ungenauer Vorhersagen diese Schwankungen ausregeln muss.

**Kraftwerke**

Konventionelle Kraftwerke sorgen zumindest heute noch für die bedarfsfolgende Elektroenergieerzeugung und bilden somit das einzige Stellglied der P-f-Regelung zum Ausgleich der globalen Wirkleistungsbilanz. Der Bilanzausgleichsbedarf nimmt mit steigendem EE-Anteil zu und der konventionelle Kraftwerkspark dient immer weniger der Grundlastdeckung.

**Speicher**

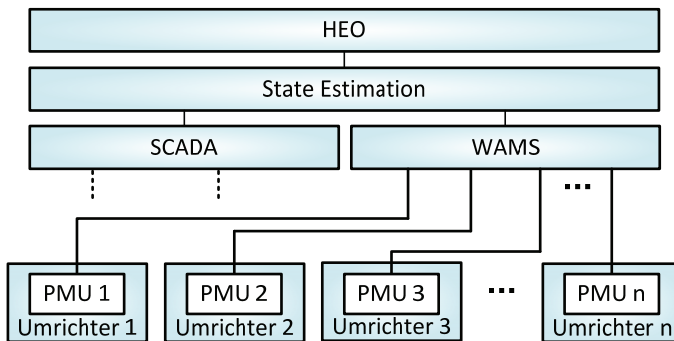
Ist z.B. in windstarken Zeiten die Leistungseinspeisung aus erneuerbaren Quellen größer als die durch die Lasten benötigte müssen z.B. Windparks gedrosselt oder vollständig abgeschaltet werden. Die in dieser Zeit nicht eingespeiste Energie ist für das Elektroenergienetz verloren und kann auch zu späteren windschwachen Phasen nicht genutzt werden. Speicher bieten für solche Situationen die Möglichkeit Energie aus Einspeisespitzen zwischenzuspeichern und in einspeiseschwachen Zeiten wieder an das Netz abzugeben. Je nachdem ob Speicher Leistung aufnehmen oder abgeben, können sie als regelbare Lasten oder Kraftwerke betrachtet werden.

**Leistungsflüsse**

Entsprechend der Knotenspannungen, Leitungsimpedanzen und Frequenzen stellen sich zwischen Leistungsquellen und –senken Leistungsflüsse in Richtung der globalen Leistungssenken nach Gleichung (3.1) ein. Durch Schrägeregler können Leistungsflüsse über einzelne Leitung auch erzwungen werden.

### PMU/WAMS

PMUs erfassen die komplexen Spannungszeiger am Installationsort. Dieser befindet sich an jeder HGÜ-Umrichterstation. Die komplexen Spannungsmesswerte aller Umrichterstationen laufen im WAMS zusammen. Anhand des zu jedem PMU-Messwert gehörenden GPS-Zeitstempels kann das WAMS die Winkeldifferenzen zwischen den einzelnen Umrichterstationen in Echtzeit ermitteln. Es ergibt sich somit ein Vektor aller Winkeldifferenzen, die die AC-Leitungsflüsse zwischen Umrichterstationen repräsentieren. Der Winkeldifferenzenvektor wird allen Umrichterstationen übergeben. Das WAMS ist grundsätzlich ein Bestandteil der AC-Netzleittechnik und realisiert die Zustandserfassung aus den Messwerten der Feldebene (PMUs). Die unter anderem durch das WAMS ermittelten Messwerte/Zustände werden durch die SCADA erfasst und mittels *State Estimation* vervollständigt und stehen dann der HEO zur Verfügung (siehe Abb. 3.4).



**Abb. 3.4** WAMS als Bestandteil der Netzleittechnik

### VSC-Umrichterstation

Die Umrichterstationen des HGÜ-Overlay-Netzes sind leittechnisch nicht direkt untereinander, sondern nur mit dem WAMS zur Übermittlung des Winkeldifferenzenvektors verbunden. Evtl. können die ohnehin bestehenden Verbindungen zwischen PMUs und WAMS bidirektional auch zur Vektorübermittlung genutzt werden.

- *Leistungsflussbilanzierung*

Die Leistungsflussbilanzierung eines jeden Umrichters isoliert die Winkeldifferenzen der AC-Leitungen, die am zugehörigen Umrichterstationen angeschlossen sind. Die zu jeder AC-Leitung gehörenden Reaktanzen können statisch in der Leistungsflussbilanzierung hinterlegt sein. Somit kann die Leistungsflussbilanzierung aus jeder Winkeldifferenz den zugehörigen AC-Leistungsfluss berechnen. Die Summe aller Leistungsflüsse zwischen dem zur Leistungsflussbilanzierung zugehörigen und allen benachbarten Umrichterstationen wird als Leistungsflussbilanz bezeichnet. Diese Leistungsflussbilanz wird der VSC-Sollwertberechnung übergeben.



- *VSC-Sollwertberechnung*

Ist die Leistungsflussbilanz positiv, wird vom Umrichter Leistung für die benachbarten Umrichter-knoten über die AC-Leitungen zur Verfügung gestellt. Ergibt sich eine negative Leistungsflussbilanz bezieht der Umrichter von den benachbarten Umrichter-knoten über die AC-Leitungen Leistung. Eine zwei Umrichter-knoten verbindende AC-Leitung ist stets eine zum DC-Netz parallel verlaufende Leitung. Um diese Leitungen zu entlasten ist der Umrichtersollwert stets proportional zur Leistungsflussbilanz. Eine positive Leistungsflussbilanz verursacht einen positiven Umrichtersollwert und umgekehrt.

- *Spannungskennlinienverfahren*

Von der VSC-Sollwertberechnung wird dem HGÜ-Kennlinienverfahren der ermittelte Umrichtersollwert übergeben. Aus dem Umrichtersollwert und der DC-seitig am Umrichter anliegenden Spannung wird über das im Abschnitt 3.2 beschriebene Spannungskennlinienverfahren der VSC-Umrichterwert eingestellt. Falls die DC-Spannung am Umrichter-knoten in einem engen Band um den DC-Spannungsnennwert liegt, wird die von der VSC-Sollwertberechnung geforderte Umrichterleistung realisiert. Liegt die DC-Spannung außerhalb dieses engen Spannungsbandes um den DC-Spannungsnennwert und unterhalb der maximal zulässigen Spannungsgrenzen, wird im *Überspannungsbereich* ein kleinerer Umrichterwert realisiert, als von der VSC-Sollwertberechnung gefordert und umgekehrt (siehe Abb. 3.1). Bei Verlassen der definierten maximalen Abweichung von der DC-Nennspannung ist der übergebene Umrichtersollwert irrelevant. In diesem Fall wird der Umrichter mit der maximalen positiven (bei unterschreiten von  $U_{\min}$ ) oder negativen Leistung (bei überschreiten von  $U_{\max}$ ) betrieben, um die DC-Spannung wieder in den Nennbereich zu überführen.

Das entworfene Verfahren ist somit in der Lage das AC-Netz aus Leistungsfluss-sicht zu entlasten. Dabei ist die Ursache der Leistungsflüsse irrelevant, auch z.B. durch Schräg-Regler erzwungene Leistungsflüsse werden durch die Regelung erkannt und anteilig über das HGÜ-Netzwerk transportiert. Unter anderem wird dies anhand der Simulationsergebnisse im Abschnitt 4.2 gezeigt.

2014 soll unter dem Namen *Inelfe* eine neue HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindung zwischen Frankreich und Spanien mit VSC-Umrichtern in Betrieb gehen [53]. Einer der geplanten Regelfunktionsblöcke wird die Umrichterleistung proportional zur parallel übertragenen AC-Leistung einstellen. Es stellt somit ein auf eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung reduziertes Betriebsverfahren dar, welches mit dem hier entworfenen vergleichbar ist [54]. Diese Verbindung könnte somit erster Teil des europaweit vermaschten HGÜ-Overlay-Netzes sein, welches unter anderem auf dem hier beschriebenen Betriebsführungsverfahren beruht.

## 4 Numerische Fallstudien

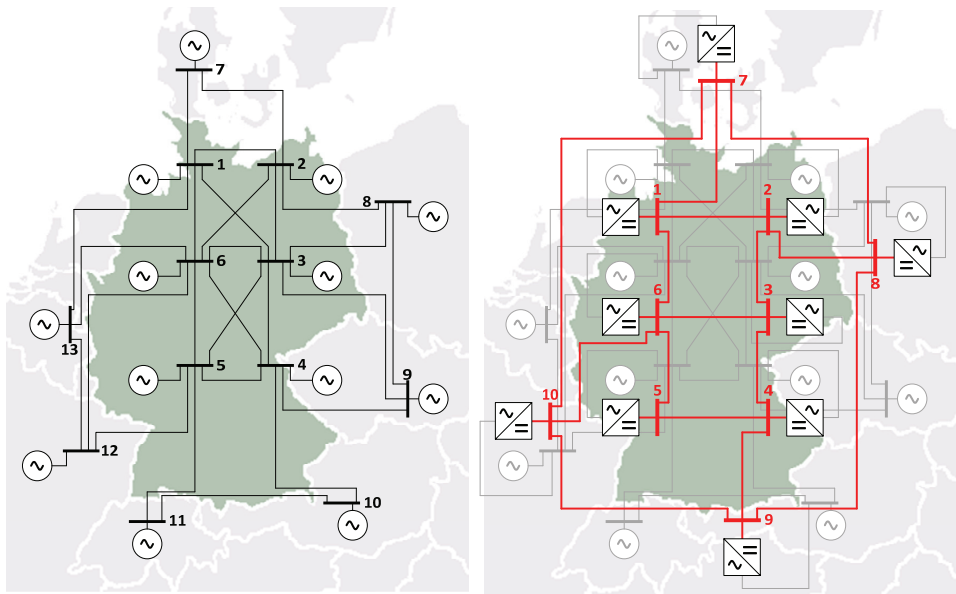
Anhand von Szenarien wird die Funktionsfähigkeit und Robustheit des in Kapitel 1 entwickelten Betriebsführungsverfahrens auch in Bezug auf die HGÜ-Integration in die P-f-Regelung gezeigt. Dafür wird zunächst ein Referenznetz erarbeitet, anhand dessen die Charakteristika und die Stabilität der Betriebsführung ermittelt werden. Das Referenznetz ist an die Gegebenheiten in Deutschland und der angrenzenden Länder angelehnt, aus Netzsicht stark abstrahiert und in seiner Komplexität sehr vereinfacht. Dies beinhaltet neben den geographischen und klimatischen Gegebenheiten auch die Form und Größe der Regelzonen, Leitungslängen, sowie Kraftwerks-, Last- und Regelreserveverteilungen. Der Einfluss der entwickelten HGÜ-Betriebsführung kann anhand dieses Netzmodells qualitativ untersucht werden.

### 4.1 Referenznetz

Das Netzmodell besteht aus einem vermaschten 400-kV- und einem weniger stark vermaschten HGÜ-Overlay-Netz, welches aus [9], [55] und [56] abgeleitet ist und somit auch von den deutschen ÜNBs verwendet wird. Unterlagerte Netzebenen werden auf Lasten reduziert, welche an den 400-kV-Netzknoten angeschlossen sind. Die Struktur des Referenznetzes ist in Abb. 4.1 dargestellt. Die Zugehörigkeit der Netzknoten zu Regelzonen ist Anhang A.6 und die Bezeichnungen der AC- und DC-Leitungen den Anhängen A.4 und A.5 zu entnehmen.

Die aus einem Regelleistungsaustausch resultierenden Leistungsflüsse verteilen sich im Verbundnetz aufgrund des geringen Vermaschungsgrades der unterlagerten 110-kV-Ebene zwischen Regelzonen hauptsächlich über die 400-kV-Ebene [12]. Deshalb wird das AC-Netz ausschließlich durch die 400-kV-Spannungsebene abgebildet. Demzufolge werden die unterlagerten Spannungsebenen mit ihren Verbrauchern auf Lasten reduziert, die wie Kraftwerke und andere Energieerzeugungseinrichtungen direkt am 400-kV-Netz angeschlossen sind. Das deutsche 400-kV-Netz ist im Referenznetz auf sechs Knoten (Knoten 1 bis 6) reduziert und hat Verbindungen zu sieben Knoten (Knoten 7 bis 13), welche die Nachbarländer im Verbund repräsentieren.

VSC-Umrichterstationen bilden die Schnittstellen zwischen dem HGÜ-Overlay-Netz und dem bereits heute vorhandenen AC-Verbundnetz. Jeder der sechs „deutschen“ Knoten ist an jeweils eine Umrichterstation angeschlossen. Bei einer Realisierung eines solchen europaweiten HGÜ-Overlay-Netzes ist die Anzahl der 400-kV-Netzknoten wesentlich höher, als die Anzahl der HGÜ-Umrichterstationen, deren Anzahl in der Größenordnung von drei bis zwölf Umrichterstationen in Deutschland liegen könnte [9], [55], [56], [57], [58]. Die vier Nachbarregelzonen besitzen jeweils eine Umrichterstation, um den Leistungsaustausch mit den Nachbarländern nachzubilden.



**Abb. 4.1** Referenznetz (links: 400-kV-Netz, rechts: mit Overlay-Netz)

Um eine ungünstige Situation für das Elektroenergieübertragungsnetz zu erzeugen, wird regenerativ erzeugte Energie z.B. aus Offshore-Windparks ausschließlich an den drei nördlichsten Knoten des 400-kV-Netzes (Knoten 1, 2 und 7) eingespeist und muss so über das gesamte Verbundnetz mittels des 400-kV- und des HGÜ-Overlay-Netzes verteilt werden. Laut EEG soll der Anteil EE an der Stromversorgung in Deutschland bis 2020 auf mindestens 35% gesteigert werden [1]. Die Windeinspeiseleistung an den drei genannten Netzknoten entspricht etwa diesem EE-Anteil für das gesamte Referenznetz (Deutschland und angrenzende Nachbarländer). Dabei wird an den beiden Knoten 1 und 2 jeweils gleichviel Leistung und am Knoten 7 entsprechend des geringeren Jahreselektroenergieverbrauchs der Regelzone Nord (siehe Tab. 4.2) eingespeist.

Der Jahresgesamtelektroenergieverbrauch in Deutschland lag nach ENTSO-E 2008 bei 557,2 TWh [10]. Da das Referenznetz eine Knotenreduktion auf 6 Knoten vornimmt, wird angenommen, dass die Lasten des Referenznetzes ein Zehntel dieser Energiemenge und somit 55,7 TWh benötigen. Die prozentuale Verteilung dieser Gesamtlast auf die „deutschen Knoten“ des Referenznetzes erfolgt anhand des Regionenmodells „Stromtransport 2013“ [59] und ist Tab. 4.1 zu entnehmen. Die geografische Regionenverteilung ist in Anhang A.2 dargestellt.

**Tab. 4.1** Lastverteilung – deutsche Knoten des Referenznetzes

Regionen [59]	Last-Anteil [%] [59]	Zuordnung zu Knoten des 400-kV-Referenznetzes	Mittlere Last je Knoten (RZ D)
TenneT 1	12,8	Knoten 1	810MW
TenneT 2			
TenneT 3			
50Hertz 2			
50Hertz 1	5,3	Knoten 2	330MW
50Hertz 3	13,6	Knoten 3	870MW
50Hertz 4			
TenneT 5	15,7	Knoten 4	990MW
TenneT 6			
Amprion 6			
EnBW 1	16	Knoten 5	1020MW
EnBW 2			
TenneT 4	36,7	Knoten 6	2340MW
Amprion 2			
Amprion 3			
Amprion 4			
Amprion 5			

Die Lasten der angrenzenden Nachbarländer werden entsprechen ihres Jahreselektroenergieverbrauchs laut ENTSO-E definiert [10]. Der jeweilige Lastanteil bezogen auf die deutsche Gesamtlast ist in Tab. 4.2 abgebildet.

**Tab. 4.2** Elektroenergieverbrauch Deutschland und seiner Nachbarländer

Land	Regelzone im Referenznetz	Knoten im Referenznetz	Jahreselektroenergieverbrauch [10]	Anteil [%]	Last [GW]
Deutschland	RZ D	1, 2, 3, 4, 5, 6	557,2 TWh	100%	6,36
Dänemark (West)	RZ Nord	7	21,7 TWh	3,9%	0,24
Polen	RZ Ost	8	142,9 TWh	25,6%	1,62
Tschechien	RZ Ost	9	65,1 TWh	11,7%	0,75
Österreich	RZ Süd	10	68,4 TWh	13,3%	0,84
Schweiz	RZ Süd	11	64,4 TWh	11,6%	0,75
Frankreich	RZ West	12	494,5 TWh	88,7%	5,64
Belgien & Niederlande	RZ West	13	89,5 TWh + 120,3 TWh	37,7%	2,4

Für die *Sekundärregelung* ist es notwendig, das Referenznetz in Regelzonen aufzuteilen. Deutschland ist im Referenznetz zu einer Gesamtdeutschen Regelzone zusammengefasst und wird von 4 Regelzonen der Nachbarländer umgeben. Somit ergeben sich 5 Regelzonen:

- Deutschland (RZ D)
- Nördliche Nachbarländer (RZ Nord)
- Östliche Nachbarländer (RZ Ost)
- Südliche Nachbarländer (RZ Süd)
- Westliche Nachbarländer (RZ West)

Die genaue Zuordnung der Länder zu den Regelzonen ist Tab. 4.2 zu entnehmen.

Alle Kraftwerke innerhalb einer Regelzone werden von einem zentralen Sekundärregler gesteuert. Die *Primärregelung* befindet sich dezentral an jeder konventionellen Erzeugungseinheit. Um die für die P-f-Regelung notwendige Kraftwerksdynamik abzubilden, ist für jedes Kraftwerk die Bewegungsgleichung 2. Ordnung hinterlegt (siehe Abschnitt 2.2). Ausgleichsvorgänge zwischen den Kraftwerken verlaufen zunächst über die AC-Kuppelleitungen. Diese sind nach der in Formel (4.1) beschriebenen Abhängigkeit implementiert [15].

$$\Delta p_{ij} = \frac{u_i \cdot u_j}{x_{ij}} \cdot \sin(\Delta \delta_{ij}) \quad (4.1)$$

Dabei setzt sich die Winkeldifferenz zwischen zwei AC-Netzknoten  $\Delta \delta_{ij}$  aus drei Summanden zusammen, dem

- 1) Dynamischer Teil – resultierend aus der Kraftwerksdynamik (Unterschied zweier Generatorwinkel  $\delta$  der durch die Kuppelleitung verbundenen Kraftwerke),
- 2) Anteil aus statischer Leistungsflussberechnung und
- 3) Anteil, den ein vorhandener Schrägregler injiziert.

Da Deutschland auf eine einzige Regelzone reduziert ist, wird der in Deutschland vorgeschriebene HoBa auf das gesamte Referenznetz und damit auch auf die Nachbarländer ausgedehnt. Jede Regelzone erhält somit Energie aus erneuerbaren Quellen entsprechend ihres Anteils an dem Gesamtenergiebedarf des Netzes.

## 4.2 Szenarien

Im Folgenden werden verschiedene Szenarien beschrieben und Simulationsergebnisse aufgezeigt, um die Funktionsfähigkeit des Betriebsführungsverfahrens und dessen Robustheit gegen etwaige Störungen nachzuweisen. Die Simulationen werden in Matlab/Simulink realisiert.

***Szenario 1: Kraftwerksausfall***

Ein Standardszenario der P-f-Regelung ist der teilweise oder vollständige Kraftwerksausfall. Es ist Bestandteil der numerischen Fallstudien, um das Verhalten des HGÜ-Overlay-Betriebsführungsverfahrens bei diesem Standardszenario zu zeigen und nachzuweisen, dass das Betriebsführungsverfahren keine Performanceverschlechterung der P-f-Regelung bewirkt.

***Szenario 2: Ausfall einer VSC-Umrichterstation***

Je nachdem welcher prozentuale Anteil der Leistungsflüsse über das HGÜ-Overlay-Netz transportiert wird und wie viel Leistung insgesamt von einem AC-Knoten z.B. abtransportiert werden muss, ist die durch einen Umrichter von einem AC-Knoten abtransportierten Leistung in der Größenordnung von einigen Gigawatt. Fällt ein solcher Umrichter vollständig oder teilweise aus, verändert dies schlagartig die Leistungsbilanz am betreffenden AC-Knoten, da im ersten Moment nach der Störung noch nicht ausreichend Leistung über das AC-Netz abtransportiert wird. Gesetzt dem Fall, dass das AC-Netz die zusätzliche Leistung übertragen kann, stellt dieses Szenario dennoch eine Große Störung sowohl für das DC- als auch für das AC-Netz dar. Anhand dieses Szenarios wird gezeigt, wie sich die Leistungsflüsse während und nach der Störung im AC- und DC-Netz neu verteilen und welchen Einfluss eine derartige Störung auf die Frequenz hat.

***Szenario 3: Ausfall einer DC-Leitung***

Das (n-1)-Kriterium dient unter anderem zur Bewertung der Versorgungssicherheit eines Übertragungsnetzes. Durch die Installation eines HGÜ-Overlay-Netzes darf dieses Kriterium nicht verletzt werden. Dementsprechend muss der Ausfall einer DC-Leitung des Overlay-Netzes kompensiert werden. Es wird gezeigt, wie sich die DC-Leistungsflüsse während und nach dieser Störung verteilen und dass diese Störung lediglich einen marginalen Einfluss auf das AC-Netz hat.

***Szenario 4: Ausfall einer AC-Leitung***

Fällt im existierenden AC-Übertragungsnetz eine Leitung aus, erfolgt der Leistungstransport über die verbleibenden Leitungen. Ist dem AC-Netz ein HGÜ-Overlay-Netz überlagert, kann dieses zumindest parallel liegende AC-Leitungen entlasten und somit zur verlustreduzierten Störungsbehebung beitragen. Dieses erwartete Verhalten wird durch die Simulation bestätigt und die Neuverteilung der Leistungsflüsse während und nach der Störung gezeigt.

***Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung (mit und ohne Schrägglereinsatz)***

Gegenüber den bestehenden Verfahren zur Integration einer HGÜ in die P-f-Regelung hat das in dieser Arbeit entwickelte Verfahren den Vorteil, dass auch Leistungsflüsse, die nicht durch P-f-Regelaktivitäten hervorgerufen werden ebenfalls anteilig über das HGÜ-Overlay-Netz transportiert werden. Man kann dieses Verhalten als falsche Allokation von

Regelleistung bezeichnen, da es sich in diesen Fällen nicht um einen Regelleistungstransport sondern um einen allgemeinen Leistungstransport handelt. Solche Leistungsflüsse können z.B. zustande kommen, weil ein Kraftwerk fahrplanmäßig seine Erzeugungsleistung drosselt und ein anderes fahrplanmäßig seine Erzeugungsleistung erhöht und infolge dessen ein Leistungsfluss zwischen beiden Kraftwerksknoten resultiert. Dieser Leistungsfluss kann durch einen Schrägeregler über eine bestimmte Leitung erzwungen werden oder sich natürlich entsprechend der Leitungswiderstände auf mehrere Leitungen aufteilen. Beide Teilszenarien werden abgebildet und das Verhalten des HGÜ-Overlay-Netzes infolge des entwickelten Betriebsführungsverfahrens gezeigt.

#### ***Szenario 6: Inselversorgung durch das Overlay-Netz***

Zum Zweck des Netzschutzes kann es innerhalb des Verbundnetzes zur AC-seitigen Netzauftrennung kommen. Werden durch die Netzauftrennung kleine Bereiche vom Verbundnetz getrennt, werden diese als Inseln bezeichnet. In solchen Fällen versorgt das HGÜ-Overlay-Netz eine Insel. Da kein Austausch mehr über das AC-Netz erfolgen kann, führen selbst geringste Störungen zu asynchronen Frequenzen beider Netzteile. Um zu zeigen, wie sich die Winkeldifferenzen bei asynchronen Frequenzen und der Versorgung über das Overlay-Netz verhalten, ist dieses Szenario ebenfalls Bestandteil der numerischen Fallstudien.

#### ***Szenario 7: Langzeitverhalten***

Instabile Eigenwerte sehr nah an der Imaginärachse können dazu führen, dass erst nach langer Zeit das instabile Verhalten des Systems beobachtbar ist. Das System wird ohne Störung und mit einer Störung jeweils über einen Zeitraum von 24 h beobachtet, um die Langzeitstabilität des Systems zu zeigen.

### **4.3 Systemmodellierung**

Die Simulationen werden in Matlab/Simulink durchgeführt, wobei das Referenznetz und die Regelungen in Simulink modelliert sind.

Da Umrichter eine Antwortzeit im Millisekundenbereich haben und die Simulation im Mittelzeitmodell abgebildet wird, sind die Umrichter ohne Dynamik implementiert [60]. Die Umrichterverluste werden durch verdoppelte Wirkwiderstände der DC-Leitungen berücksichtigt. Allgemein sind die DC-Leitungen durch das  $\pi$ -Ersatzschaltbild ohne Leitwerte modelliert. Induktivitäten würden lediglich den Einschwingvorgang beim Arbeitspunktwechsel des Overlay-Netzes nicht aber den stationären Zustand verändern. Um die Simulationszeit zu verkürzen, werden die Induktivitäten der DC-Leitungen deshalb vernachlässigt. Die DC-Leistungsflüsse folgen dem Ohm'schen Gesetz, wobei die DC-Knotenspannungen durch die Knotenleistungsbilanzen und die Leitungskapazitäten bestimmt werden. Für Höchstspannungsnetze gilt allgemein, dass  $R/X \rightarrow 0$ . Die AC-

Leistungsflüsse werden somit durch Gleichung (3.1) beschrieben und sind entsprechend implementiert. Die Kraftwerksdynamik wird mittels Bewegungsgleichung zweiter Ordnung abgebildet (siehe Abschnitt 2.2).

Das Referenznetz bildet Deutschland und dessen Nachbarländer abgebildet. Die Nachbarländer, welche den Rand des Referenznetzes darstellen, werden jeweils durch einen Kraftwerksknoten, an dem auch die gesamte Last des zugehörigen Landes angeschlossen ist, repräsentiert. Leistungsflüsse über andere Länder des Verbundnetzes werden vernachlässigt.

Es wird angenommen, dass die Signalflüsse und Signalverarbeitungen innerhalb des Referenznetzes hinreichend schnell und so im Zeitbereich der Mittelzeitdynamik alle Totzeiten vernachlässigbar sind. Den Regelungssystemen stehen somit alle Eingangsgrößen in Echtzeit zur Verfügung.

## 4.4 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Simulationsergebnisse der im Abschnitt 4.2 beschriebene Szenarien erläutert. Da noch keine vergleichbaren Verfahren zur Integration eines HGÜ-Overlay-Netzes in die P-f-Regelung eines Verbundnetzes existieren, können die Simulationsergebnisse nicht vergleichend abgebildet werden. Die Abschnitte 4.4.1 bis 4.4.8 zeigen die Großsignalstabilität und Abschnitt 4.4.9 die Kleinsignalstabilität des Gesamtsystems.

Für die Darstellung der Simulationsergebnisse sind nicht die Umrichtersollwerte sondern ausschließlich die von den Umrichtern tatsächlich umgesetzten Leistungen relevant. Diese werden nachfolgend vereinfacht als Umrichterleistungen bezeichnet.

### 4.4.1 Szenario 1: Kraftwerksausfall

Primär soll die entwickelte Regelung des HGÜ-Overlay-Netzes dazu dienen, die durch die P-f-Regelung verursachten Leistungsflüsse im AC-Netz zu verringern und dieses dadurch zu entlasten. Diese Wirkung wird bei aktivierter P-f-Regelung (Leistungsmangel) anhand des Szenarios 1 *vollständiger Kraftwerksausfall von KW 6* gezeigt. Die Funktion der P-f-Regelung kann anhand von Abb. 4.2 nachvollzogen werden. Alle Kraftwerke im Verbundnetz aktivieren im ersten Moment nach Eintreten der Störung ihre *Primärregelung*, beispielhaft ist hierfür in Abb. 4.3 der Verlauf der Erzeugungsleistung von Kraftwerk KW 12 vergrößert dargestellt. Dieses Kraftwerks liegt außerhalb der gestörten Regelzone, weshalb es seine Erzeugungsleistung nach der *Primärregelung* wieder auf seinen ursprünglichen Leistungswert zurück fährt. In Abb. 4.2 ist zu erkennen, dass alle verbleibenden Kraftwerke in der von der Störung betroffenen Regelzone ihre *Sekundärregelung*



aktivieren und aufgrund der gleichen Gewichtung beim zentralen Sekundärregler gleichmäßig zur Störungsbehebung beitragen.

Wie bereits im Abschnitt 2.2 begründet, ist die Abbildung einer Neuverteilung der Erzeugungsleistungen nach einer Störungsbehebung zum Nachweis der Funktionsfähigkeit und Robustheit des entwickelten HGÜ-Betriebsführungsverfahrens nicht erforderlich und dementsprechend auch nicht implementiert. Deshalb behalten die Kraftwerke auch nach vollständiger Wiederherstellung der Funktionsfähigkeit des gestörten Kraftwerks ihre Erzeugungsleistungen bei.

Die Erzeugungsleistungen der Kraftwerke zur Deckung des durch die Störung hervorgerufenen Leistungsdefizits verursachen auf den AC-Leitungen Leistungsflüsse in Richtung des Leistungsdefizits. Diese gehen einher mit Winkeldifferenzen auf den Leitungen, welche wiederum dazu führen, dass auch die HGÜ-Regelung aktiv wird und die AC-Leitungen um einen gewissen Anteil der Leistungsflüsse entlastet. Abb. 4.4 zeigt die Veränderungen der Umrichterleistungen in Folge der Aktivierung der P-f-Regelung. Am Beispiel von VSC 10 ist zu erkennen, wie Umrichter in störungsfreien Regelzonen nach Abschluss der *Primärregelung* wieder auf ihren ursprünglichen Leistungswert zurückkehren.

Der Kraftwerksausfall verursacht ein temporäres Abweichen der Frequenzen vom Nennwert  $f_0 = 50$  Hz an allen Punkten des Netzes. Daraufhin aktivieren alle Kraftwerke ihre *Primärregelung* und liefern damit Regelenergie. Was dazu führt, dass sich unmittelbar nach der Störung alle Kraftwerke an der P-f-Regelung beteiligen. Der Frequenzverlauf an allen Kraftwerken ist in für die erste Viertelstunde nach der Störung dargestellt in Abb. 4.5 dargestellt. Die abgebildete „Trompetenkurve“ nach dem UCTE-OH für die Frequenz am gestörten KW 6 (siehe Abschnitt 2.2.2) wird ebenso eingehalten wie die maximal zulässige statische und dynamische Frequenzabweichung.

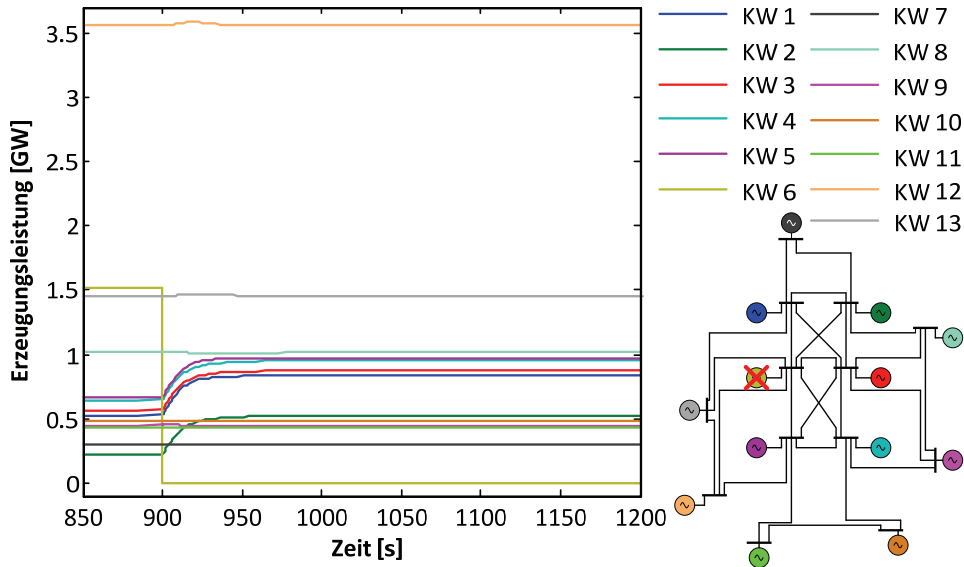


Abb. 4.2 Szenario 1: Kraftwerksausfall KW 6 – Erzeugungseleistungen

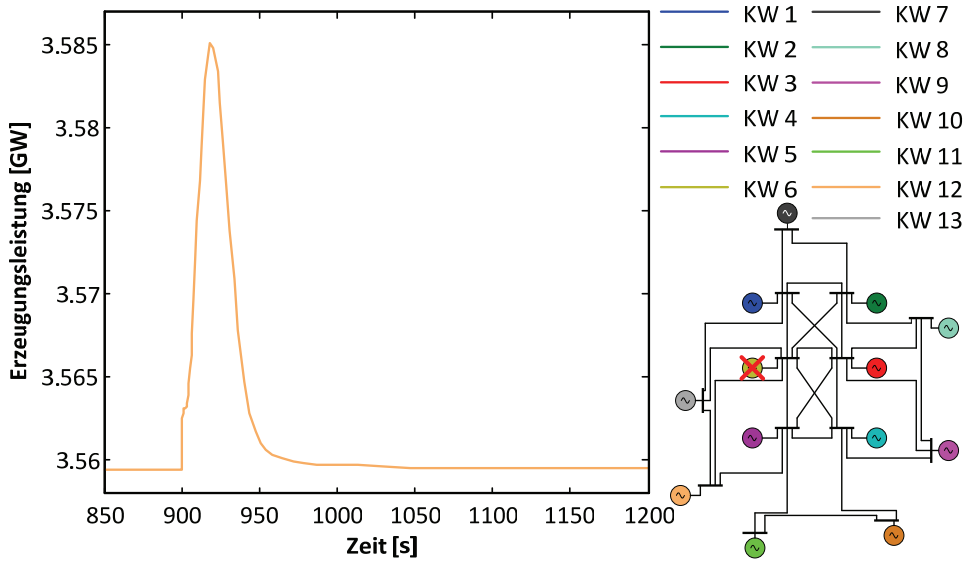


Abb. 4.3 Szenario 1: Kraftwerksausfall KW 6 – Erzeugungseistung von KW 12

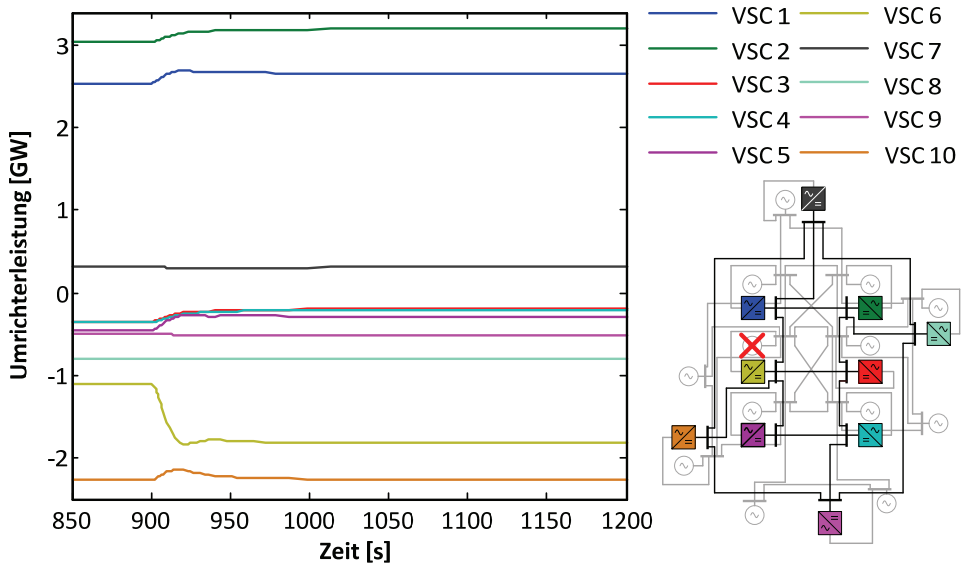


Abb. 4.4 Szenario 1: Kraftwerksausfall KW 6 – Umrichterleistungen

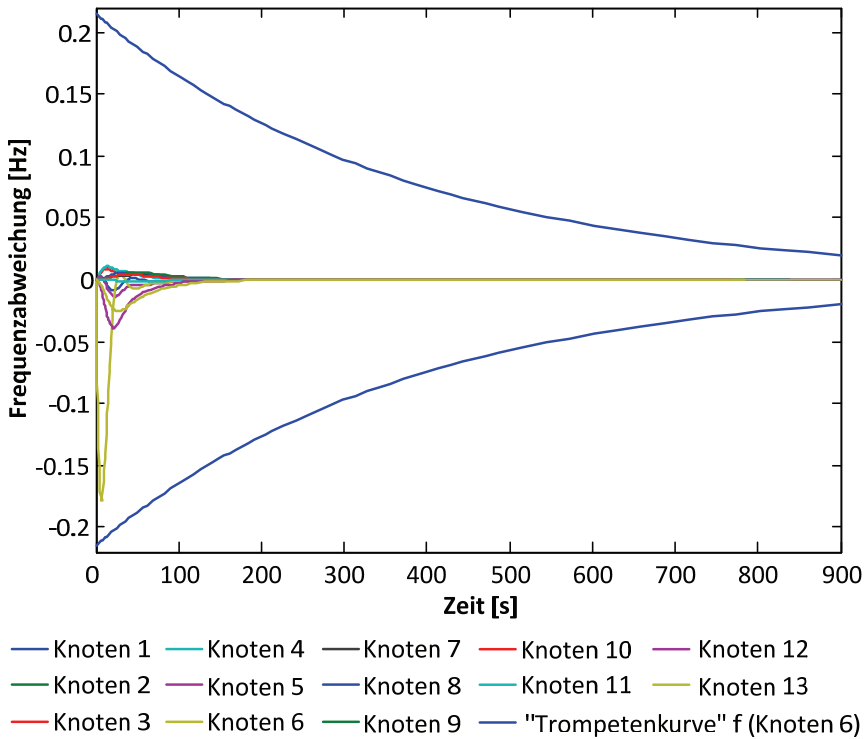


Abb. 4.5 Szenario 1: Kraftwerksausfall KW 6 – Frequenzabweichungen

#### 4.4.2 Szenario 2: Partieller Umrichter ausfall

Das HGÜ-Overlay-Netz entlastet das AC-Netzwerk durch den Transport großer Leistungen. Dem entsprechend ist ein großer Einfluss auf die AC-Übertragungsleistungen zu erwarten, falls eine Umrichterstation vollständig oder auch nur partiell ausfällt. Deshalb wird in diesem Szenario der partielle Umrichter ausfall der VSC-Station 2 simuliert. Diese Umrichterstation steht in einem sehr lastschwachen Gebiet mit hoher Leistungseinspeisung durch Offshore-Windparks und ist damit im Regelfall eine der Haupteinspeisungen für das DC-Netzwerk.

Unmittelbar nach einem teilweisen Umrichter ausfall steigen die Übertragungsleistungen aller AC-Leitungen so stark an, dass sich die Leistungsflüsse im betrachteten Arbeitspunkt teilweise um das 200-fache vergrößern (siehe Abb. 4.7). Unmittelbar nach der Störungsbehebung fallen die AC-Leistungsflüsse wieder auf Werte zurück, die denen vor dem Umrichter ausfall entsprechen. Knoten 12 repräsentiert im gesamten Netz die größte Last. Somit wird Regelzone West (RZ West) in Folge des HoBa die meiste Energie aus regenerativen Quellen zugeführt. Durch den Ausfall von VSC 2 wird entsprechend weniger Energie über das HGÜ-Netz zum Knoten 12 (VSC 10) transportiert (siehe Abb. 4.6). Daraus resultieren große AC-Leistungsflüsse von Knoten 2 nach 12 auf AC-Leitungen, welche diese beiden Knoten verbinden, werden entsprechend am meisten belastet. Dies sind zum Beispiel Leitung 1, 26 und 24 (für die Leitungsnummerierung siehe Anhang A.4).

Nach der vollständigen Wiederinbetriebnahme des Umrichters, haben sowohl VSC 2 am Knoten 2, als auch VSC 10 am Knoten 12 wieder die vor der Störung ein- bzw. ausgespeiste Umrichterleistung. Anzumerken ist ein starkes Überschwingen von etwa 100% des Leistungsunterschieds im stationären Zustand, nachdem der Umrichter VSC 2 wieder vollumfänglich in Betrieb gegangen ist. Zurückzuführen ist dies auf die Winkeldifferenz  $\Delta\delta$  der mit Knoten 2 verbundenen Leitungen. Diese haben sich beim teilweisen Umrichter ausfall erhöht, bis in Folge dessen ausreichend Leistung über die AC-Leitungen transportiert werden konnte. Das Überschwingen resultiert aus dem Abbau der Winkeldifferenz.

Durch den Umrichter ausfall weichen die Frequenzen an allen Netzknoten temporär von ihrem Nennwert  $f_0 = 50$  Hz ab. Was dazu führt, dass sich unmittelbar nach der Störung alle Kraftwerke an der P-f-Regelung beteiligen. Der Frequenzverlauf aller Kraftwerksknoten ist in Abb. 4.8 für die erste Viertelstunde nach der Störung dargestellt. Zudem ist die nach dem UCTE-OH einzuhaltende Hüllkurve („Trompetenkurve“) für die Frequenz an der teilweise ausgefallenen Umrichterstation VSC 2 dargestellt (siehe hierfür auch Abschnitt 2.2.2). Daraus ist erkennbar, dass die Hüllkurve genauso eingehalten wird, wie die maximal zulässige statische und dynamische Frequenzabweichung. Somit werden alle Vorgaben nach dem UCTE-OH eingehalten.

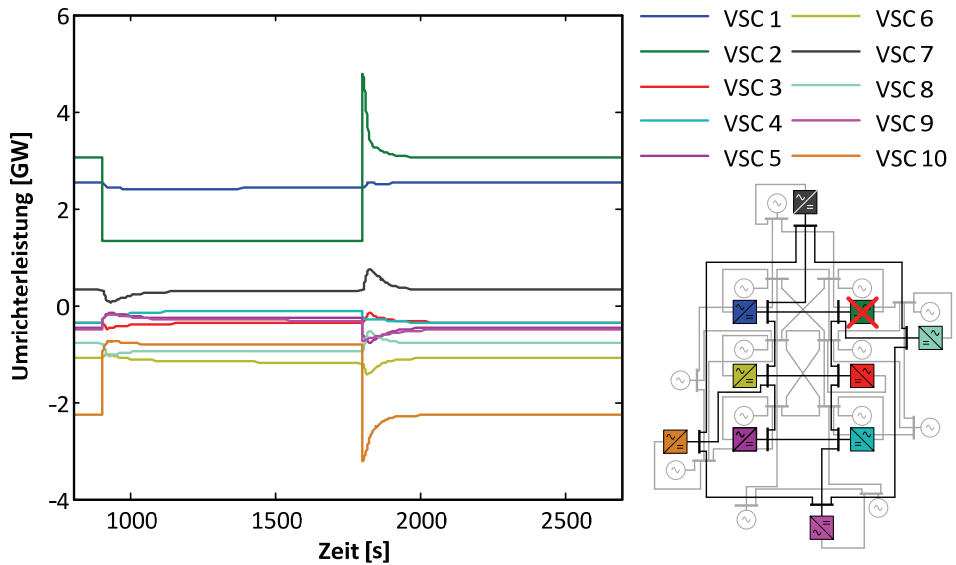


Abb. 4.6 Szenario 2: Partieller Umrichter-ausfall VSC 2 – Umrichterleistungen

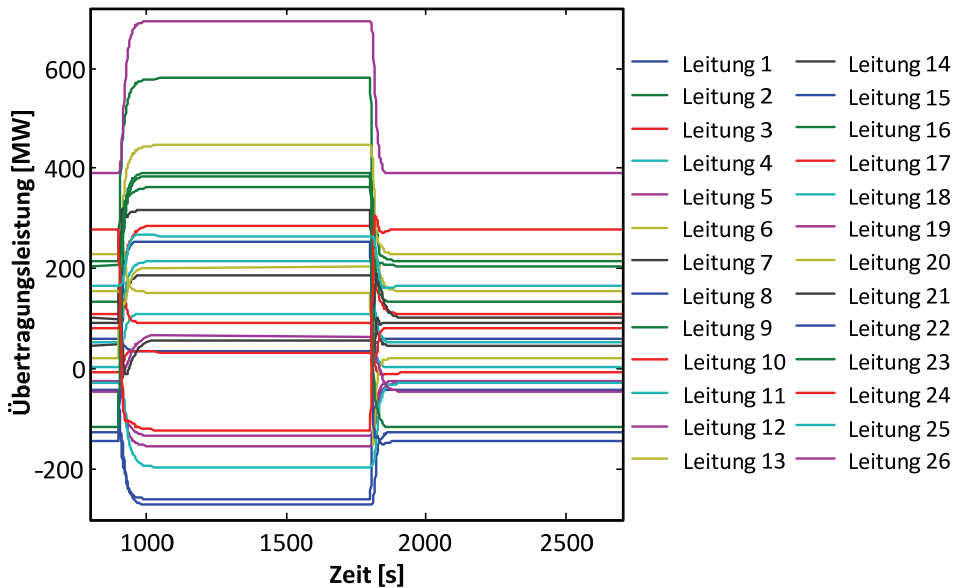
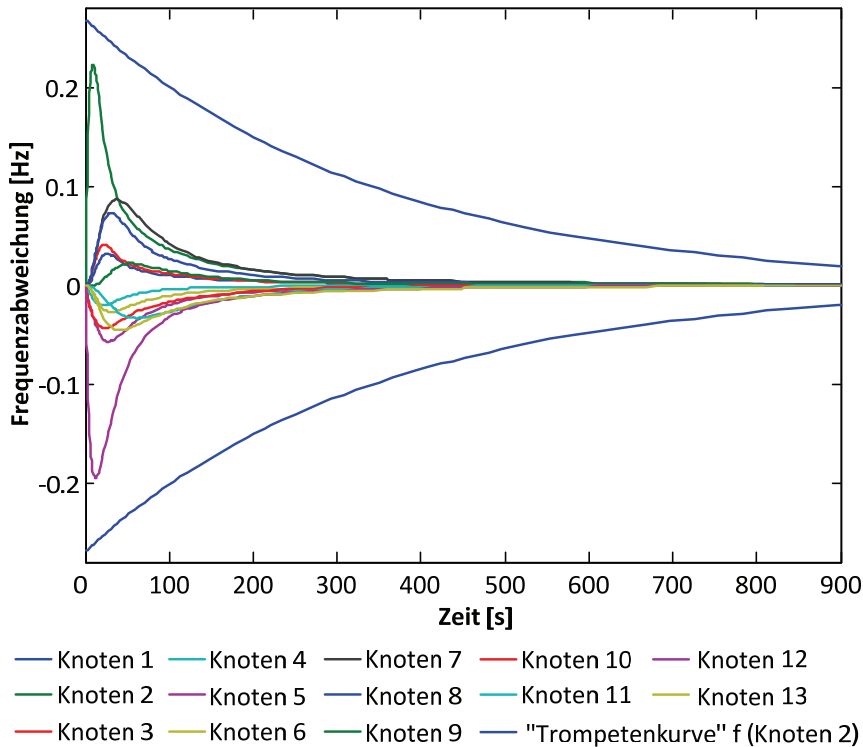


Abb. 4.7 Szenario 2: Partieller Umrichter-ausfall VSC 2 – AC-Übertragungsleistungen



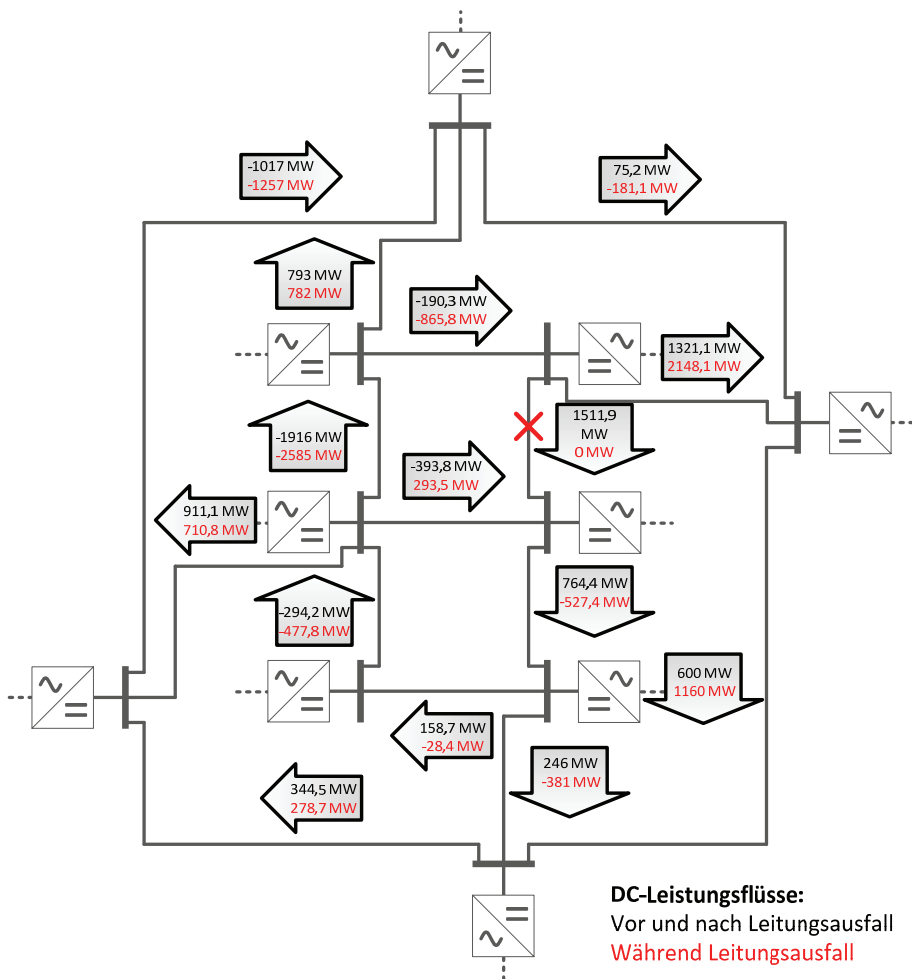
**Abb. 4.8** Szenario 2: Partieller Umrichter ausfall VSC 2 – Frequenzabweichungen

#### 4.4.3 Szenario 3: Ausfall einer DC-Leitung

Die Notwendigkeit eines Overlay-Netzes anstatt von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen ergibt sich u.a. auch aus der (n-1)-Sicherheit. In diesem Szenario soll ein DC-Leitungsausfall abgebildet werden. Aus den Simulationsergebnissen sollen Erkenntnisse über die (n-1)-Sicherheit und der sich einstellenden Leistungsflussverteilung generiert werden.

Die Verteilung der DC-Leistungsflüsse wird durch den Leitungsausfall innerhalb des Overlay-Netzes beeinflusst. Die Verteilung der DC-Leistungsflüsse ist vor und nach dem Leitungsausfall identisch und verändert sich nur während dem Leitungsausfall (Abb. 4.9).

Die Umrichterleistungen beim hier betrachteten Arbeitspunkt verändern sich durch die Störung im DC-Netzwerk nicht signifikant. Somit hat der Ausfall der DC-Leitung keinerlei Auswirkungen auf den AC-Teil des Netzes. Dies und die Neuverteilung der Leistungsflüsse auf die nach dem Ausfall verbleibenden DC-Leitungen bestätigt die (n-1)-Sicherheit.



**Abb. 4.9** Szenario 3: Ausfall DC-Leitung 2 – Neuverteilung der Leistungsflüsse

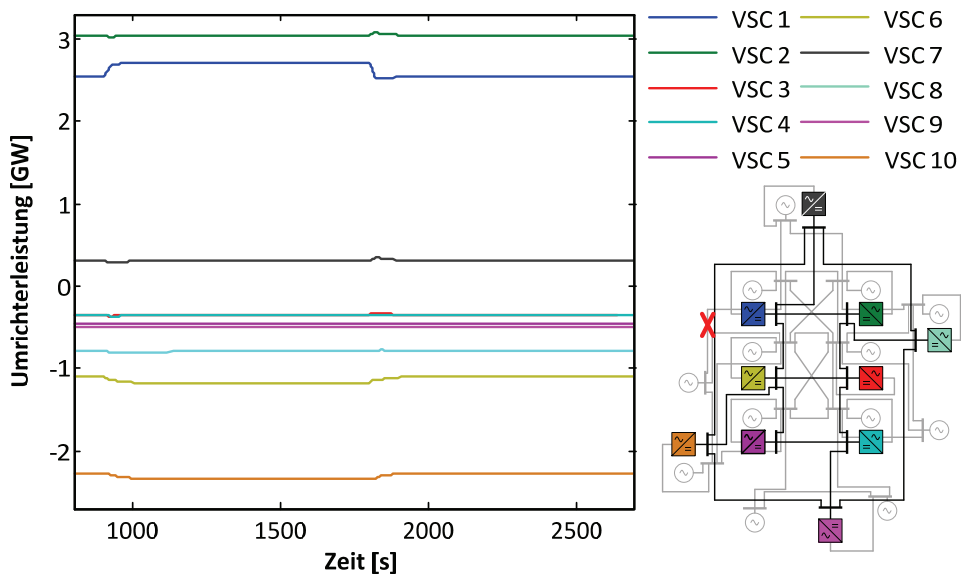
#### 4.4.4 Szenario 4: Ausfall einer AC-Leitung

Ebenso wie das Ausfallszenario einer DC-Leitung ist auch der Ausfall einer AC-Leitung und die entsprechende Neuverteilung der Leistungsflüsse bzw. Beeinflussung von Kraftwerken und Umrichtern zu untersuchen. Es wird der Ausfall von Leitung 26 betrachtet, die Knoten 1 und 13 verbindet.

Der Ausfall von Leitung 26 beeinflusst die Leistung der Umrichter am stärksten, die sich nahe der ausgefallenen Leitung befinden. VSC 1, VSC 6 und VSC 10 transportieren somit Leistung an jene Knoten (Knoten 1, 6 und 12), welche dem Knoten 13 am nächsten sind, da dieser nicht direkt an das HGÜ-Netzwerk angeschlossen ist (siehe Abb. 4.10). Die vor der Störung über Leitung 26 transportierte Leistung wird nach dem Ausfall über die Leitungen 24 und 25 zum Knoten 13 transportiert (siehe Abb. 4.11 und Anhang A.7).

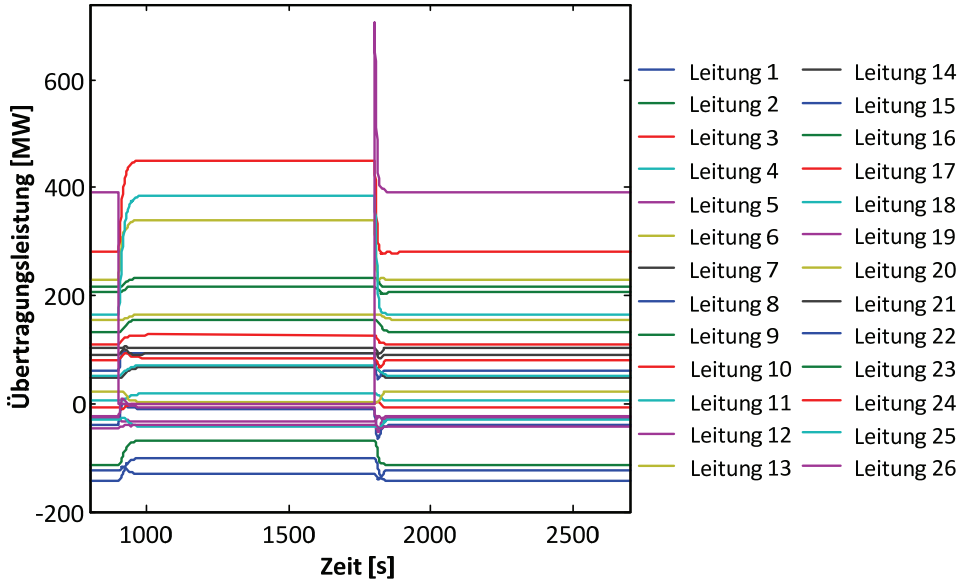
Nach der Störungsbehebung schwingt die über die Leitung 26 transportierte Leistung über. Dies liegt an der Winkeldifferenz, die sich durch den Ausfall der Leitung über diese aufgebaut hat. Nach dessen Abbau nehmen alle Übertragungsleitungen und Umrichter wieder ihre ursprünglichen Arbeitspunkte ein. Die Neuverteilung der Leistungsflüsse vor bzw. nach und während dem Leitungsausfall ist beispielhaft für Knoten 1 in Abb. 4.12 dargestellt.

Durch den Ausfall von Leitung 26 entsteht am Knoten 13 kurzzeitig ein Versorgungsdefizit, wodurch vor allem an den nahe gelegenen Kraftwerken kurzzeitig die P-f-Regelung einsetzt (siehe Abb. 4.13 und Abb. 4.14). Die Regelreserven werden wieder frei gegeben, sobald ausreichend Leistungstransport über die verbleibenden AC-Leitungen zum Knoten 13 erfolgt.



**Abb. 4.10** Szenario 4: Ausfall AC-Leitung 26 zw. Knoten 1 und 13 – Umrichterleistungen

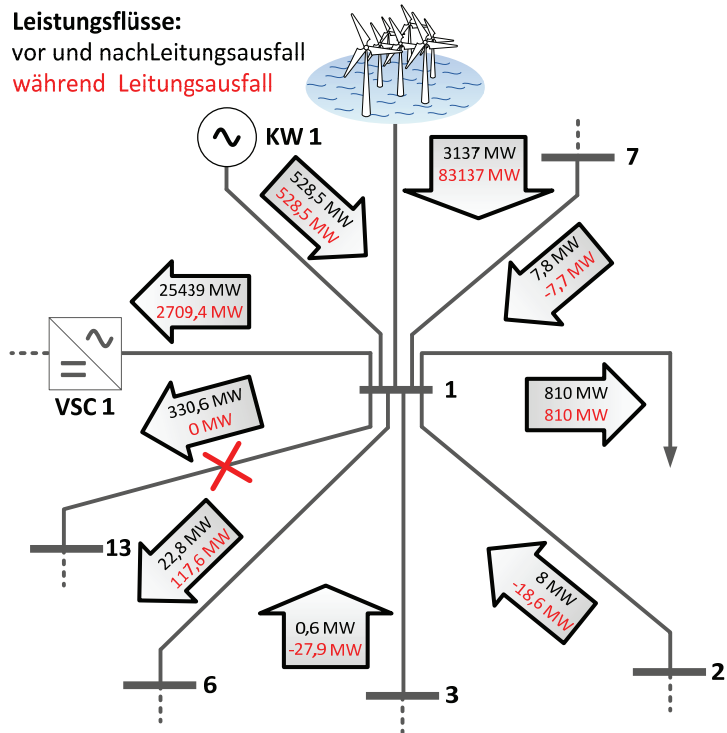




**Abb. 4.11** Szenario 4: Ausfall von AC-Leitung 26 zw. Knoten 1 und 13 – AC-Übertragungsleistungen

**Leistungsflüsse:**

vor und nach Leitungsausfall  
während Leitungsausfall



**Abb. 4.12** Szenario 4 : Ausfall von AC-Leitung 26 zw. Knoten 1 und 13 – Neuverteilung der Leistungsflüsse (Knoten 1)

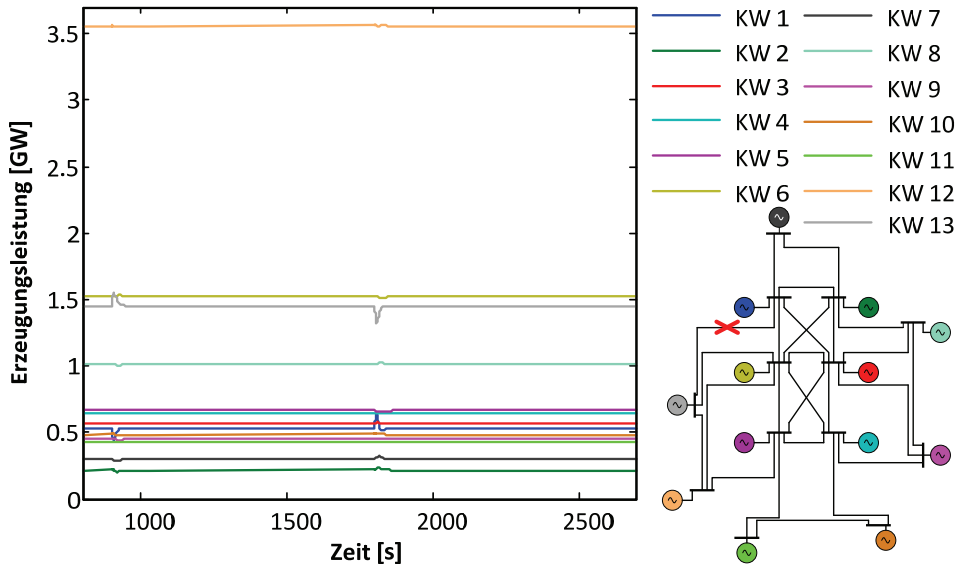


Abb. 4.13 Szenario 4: Ausfall von AC-Leitung 26 zwischen Knoten 1 und 13 – Kraftwerksleistungen

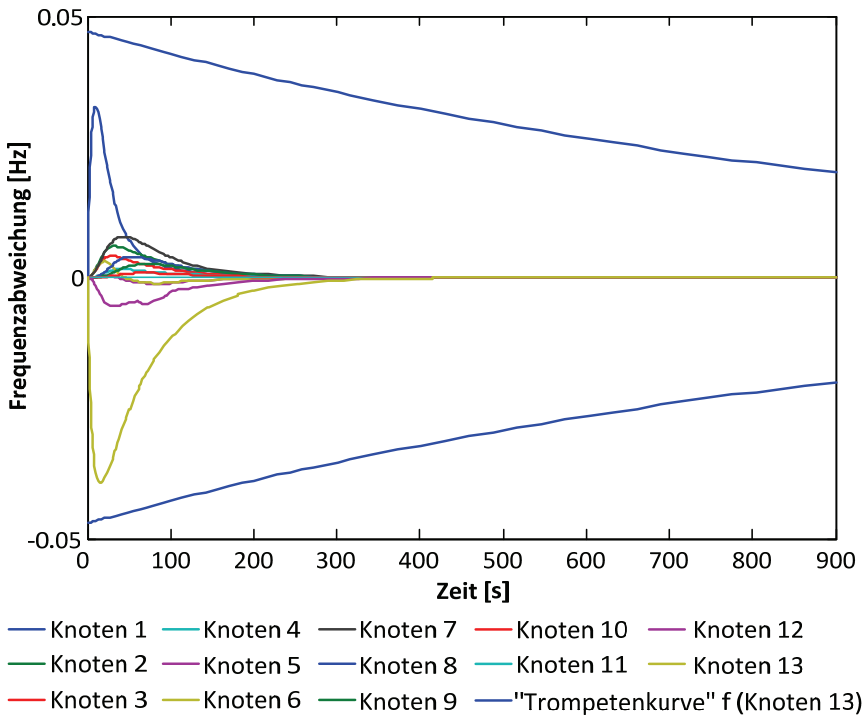


Abb. 4.14 Szenario 4: Ausfall von AC-Leitung 26 zwischen Knoten 1 und 13 – Frequenzabweichungen

#### 4.4.5 Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung

Das in Kapitel 1 erarbeitete HGÜ-Regelverfahren hat gegenüber dem im Abschnitt 2.7.2 beschriebenen bestehenden Ansatz den Vorteil, dass auch die Leistungsflüsse, die nicht in Folge der P-f-Regelung entstehen, mit über das HGÜ-Netz transportiert werden. Solche Leistungsflüsse können z.B. durch Energiehandelsgeschäfte entstehen.

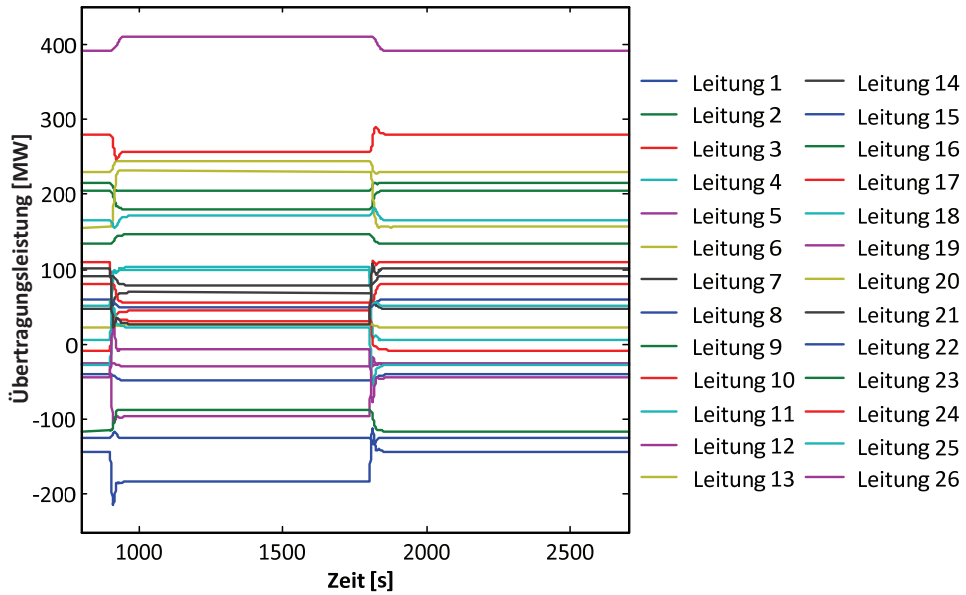
Derart erzeugte Leistungsflüsse können mit oder ohne Schrägregler über die AC- und damit auch über die DC-Leitungen transportiert werden. Diese beiden Fälle werden in den Abschnitten 4.4.5.1 und 4.4.5.2 unterschieden.

##### 4.4.5.1 Ohne Schrägglereinsatz

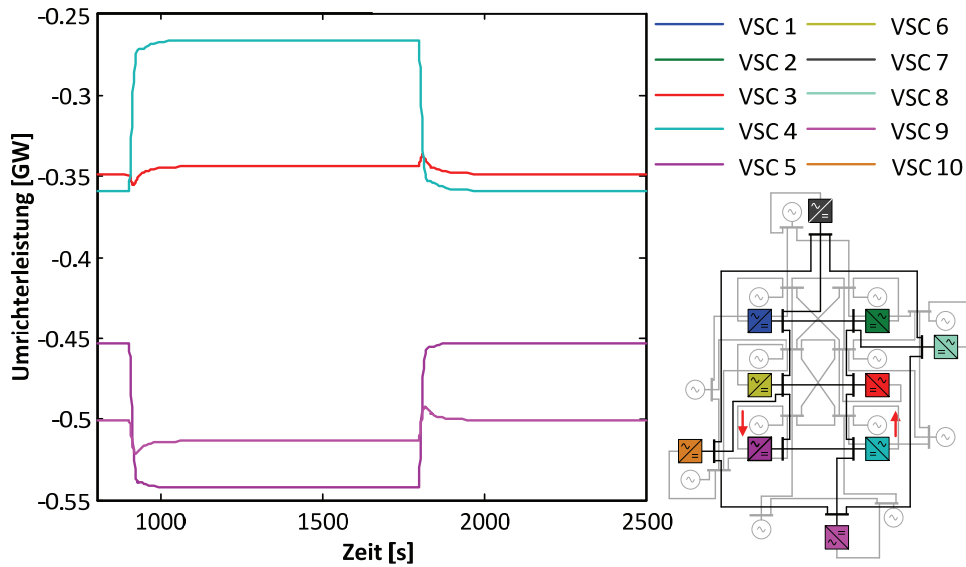
Eine Änderung des Leistungsaustausches zwischen zwei Knoten z.B. in Folge von Fahrplanänderungen ohne den Einsatz von Schrägreglern hat zur Folge, dass sich die Winkeldifferenzen über die Übertragungsleitungen zunächst aufbauen müssen, damit die gewünschte Austauschleistung transferiert werden kann. Dies impliziert, dass der Leistungsaustausch nicht nur über die direkte Verbindung der beiden Knoten erfolgt, sondern auch über parallele Leitungen, wie es in Abb. 4.15 zu erkennen ist. Entsprechend der AC-Leistungsflüsse verändern sich auch die VSC-Umrichterleistungen (siehe Abb. 4.16).

Dadurch, dass sich die Winkeldifferenzen über die Leitungen zunächst aufbauen müssen, resultiert aus den neuen Kraftwerkssollwerten ein Leistungsüberschuss- bzw. Leistungsdefizit. Dem entsprechend sorgt die *Primärregelung* der Kraftwerke zunächst kurzzeitig für ein Abweichen der Kraftwerksleistungen vom Sollwert, der sobald die nötigen AC- und DC-Leistungsflüsse erreicht sind, wieder eingehalten wird (siehe Abb. 4.17).

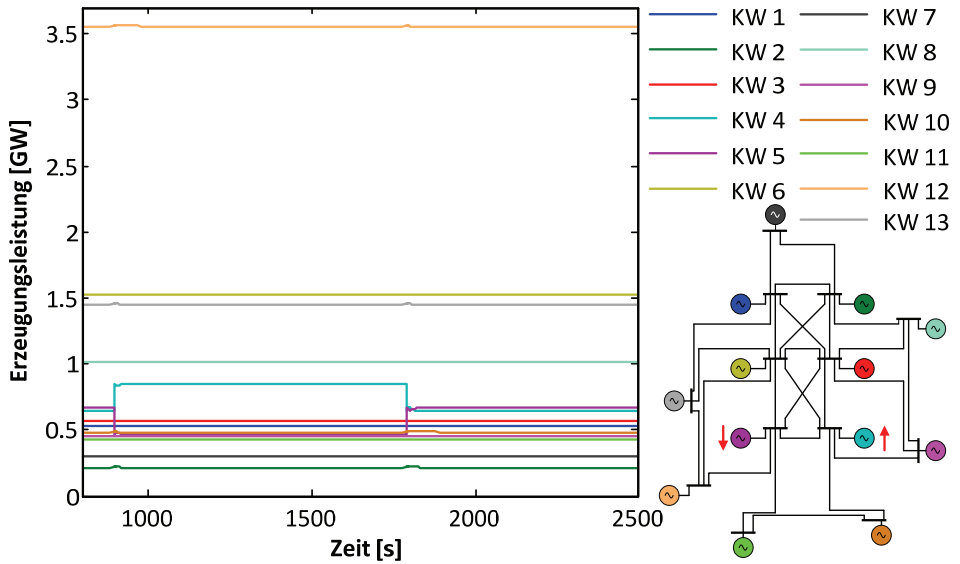
Durch die falsche Allokation von Regelleistung zwischen den Kraftwerken KW 4 und KW 5 ohne Schrägregler weichen vor allem die Frequenzen an diesen beiden Kraftwerken temporär von der Nennfrequenz  $f_0=50$  Hz ab. Für die erste Viertelstunde nach der Störung sind die Frequenzen an den Kraftwerksknoten in Abb. 4.18 dargestellt. Zudem ist die nach dem UCTE-OH einzuhaltende „Trompetenkurve“ für die Frequenzen an den Kraftwerken KW 4 und KW 5 dargestellt (siehe hierfür auch Abschnitt 2.2.2). Es wird die Hüllkurve ebenso eingehalten wie die maximal zulässige statische und dynamische Frequenzabweichung.



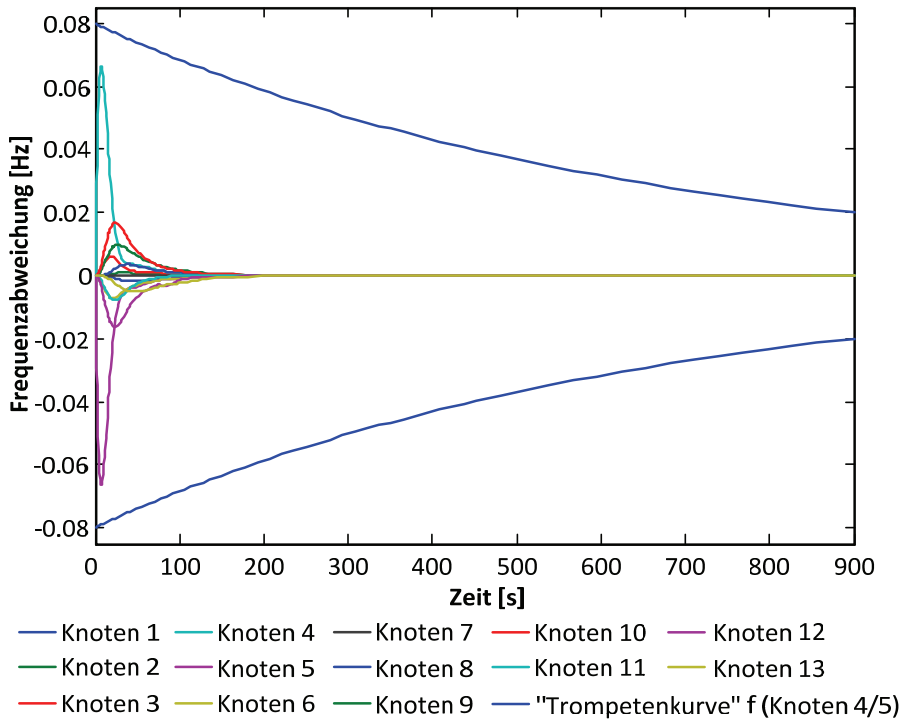
**Abb. 4.15** Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung zwischen KW 4 und 5 – AC-Übertragungsleistungen



**Abb. 4.16** Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung zwischen KW 4 und 5 – Umrichterleistungen



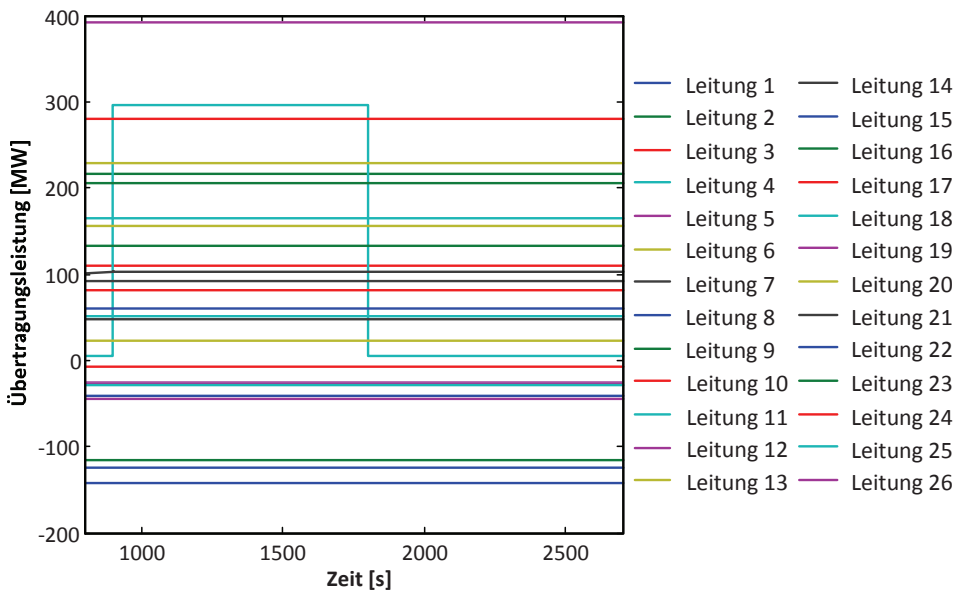
**Abb. 4.17** Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung zwischen KW 4 und 5 – Kraftwerksleistungen



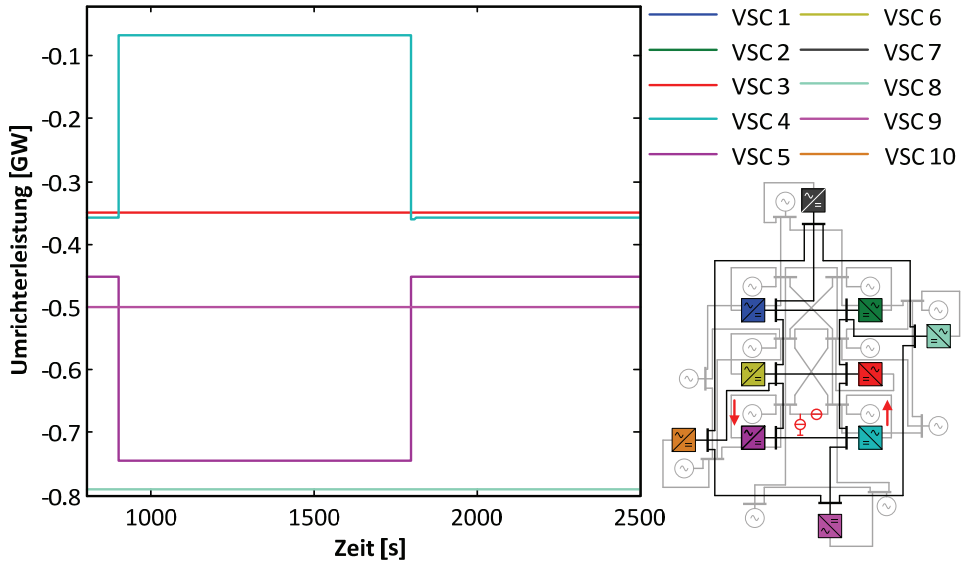
**Abb. 4.18** Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung zwischen KW 4 und 5 – Frequenzabweichung

#### 4.4.5.2 Mit Schrägglereinsatz

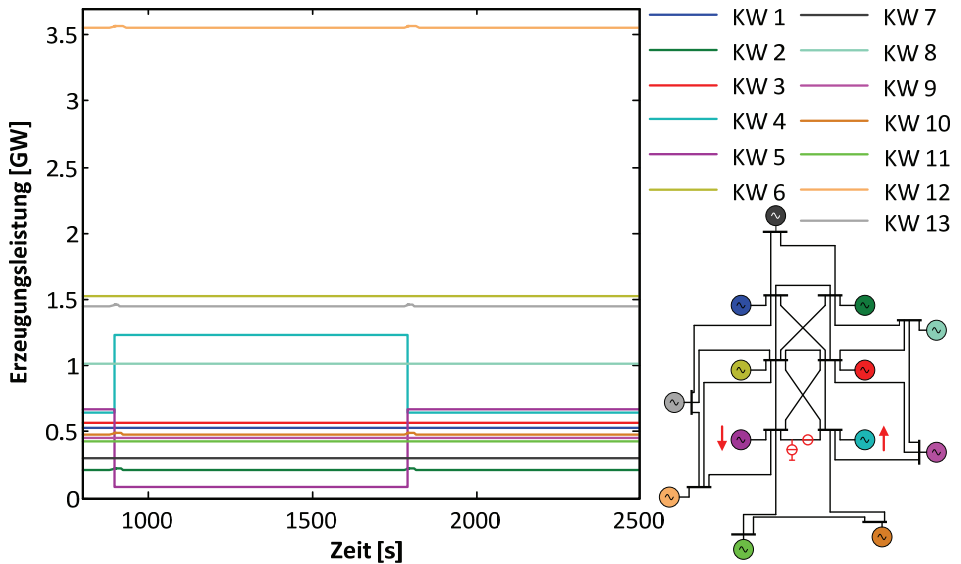
Bei falscher Allokation von Regelleistung mit dem Einsatz eines Schrägreglers wird die Leistung sofort über die gewünschte AC-Leitung und damit in Folge der entwickelten HGÜ-Regelung auch über das DC-Netz übertragen. Somit kommt die *Primärregelung* beider Kraftwerke nicht zum Einsatz. Außerdem wird die Leistung nur über die AC-Verbindungen und die äquivalenten DC-Leitungen übertragen, die die Betriebsführung dafür vorsieht. In diesem Fall ist der Schrägregler auf der AC-Leitung 4 installiert, die die beiden Kraftwerke 4 und 5 direkt verbindet (siehe Abb. 4.19 und Abb. 4.20). Demzufolge weichen die Frequenzen nur geringfügig von den Nennfrequenz ab (siehe Abb. 4.22).



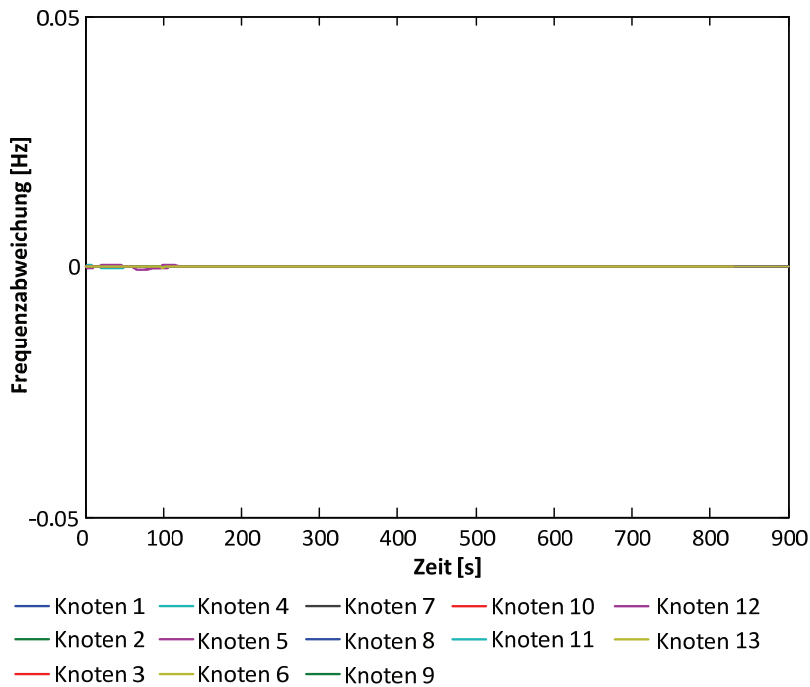
**Abb. 4.19** Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung zwischen KW 4 und 5 (mit Schrägregler) – AC-Übertragungsleistungen



**Abb. 4.20** Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung (mit Schrägregler) – Umrichterleistungen



**Abb. 4.21** Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung zwischen KW 4 und 5 (mit Schrägregler) – Kraftwerksleistungen



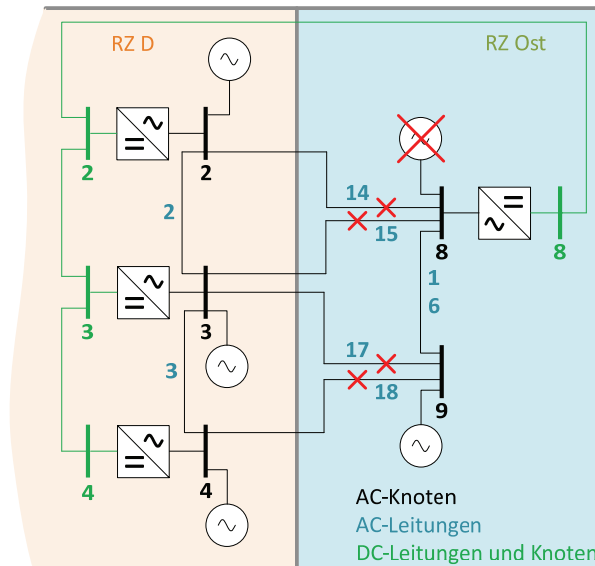
**Abb. 4.22** Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung zwischen KW 4 und 5 (mit Schrägregler) – Frequenzabweichungen

#### 4.4.6 Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz

Wird eine Regelzone durch den Netzschutz vom übrigen Teil des AC-Verbundnetzes getrennt, z.B. um nach einer Störung innerhalb dieser Regelzone die Frequenzstabilität des verbleibenden Verbundnetzes zu gewährleisten, ist die abgetrennte Regelzone nur noch über das Overlay-Netz mit dem synchronen Verbundnetz verbunden. Bereits kleinste Störungen führen zu asynchronen Frequenzen der beiden Netzteile, da kein Leistungsausgleich über die AC-Leitungen möglich ist. Inwieweit dadurch die Winkeldifferenzen beeinflusst werden, soll dieses Szenario zeigen. Beispielhaft wird die Regelzone Ost (RZ Ost) vom übrigen Referenznetz getrennt. Für die Abbildung einer zeitgleichen Störung innerhalb dieser isolierten Regelzone fällt Kraftwerk KW 8 teilweise aus (siehe Abb. 4.23).

Das ungestörte Kraftwerk der RZ Ost am Knoten 9 regelt im Laufe der *Sekundärregelung* die Störung vollständig aus (siehe Abb. 4.24). Während der Primärregelphase stellen alle Kraftwerke einen kleinen Teil Regelleistung zur Verfügung. Dabei leisten die Kraftwerke KW 2 und KW 3 aufgrund ihrer direkten Anbindung über das HGÜ-Overlay-Netz mit KW 8 den größten Anteil. Alle Kraftwerke der ungestörten Regelzonen nehmen nach der *Primärregelung* wieder ihren ursprünglichen Arbeitspunkt ein. Dies ist anhand von KW 2 und KW 3 beispielhaft in Abb. 4.25 und Abb. 4.26 dargestellt.



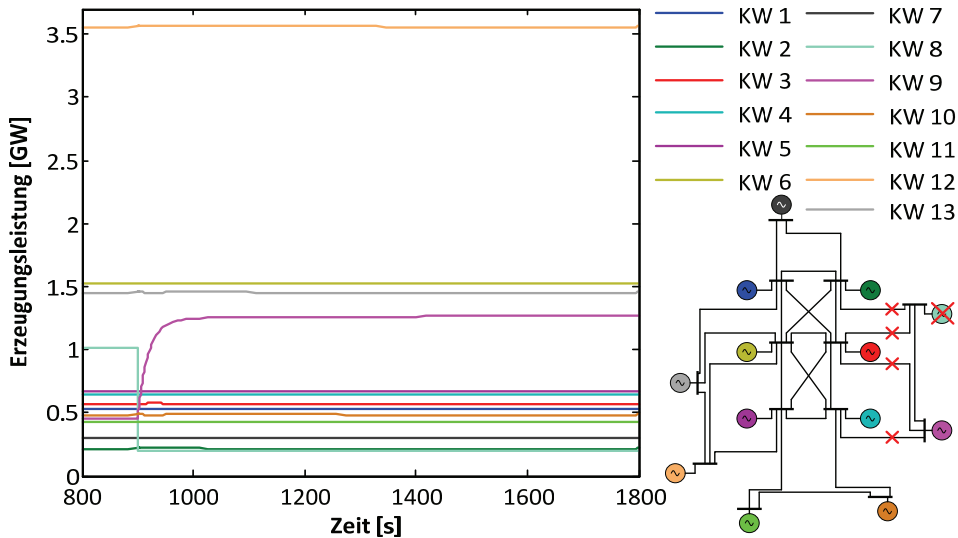


**Abb. 4.23** Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Ausschnitt Referenznetz

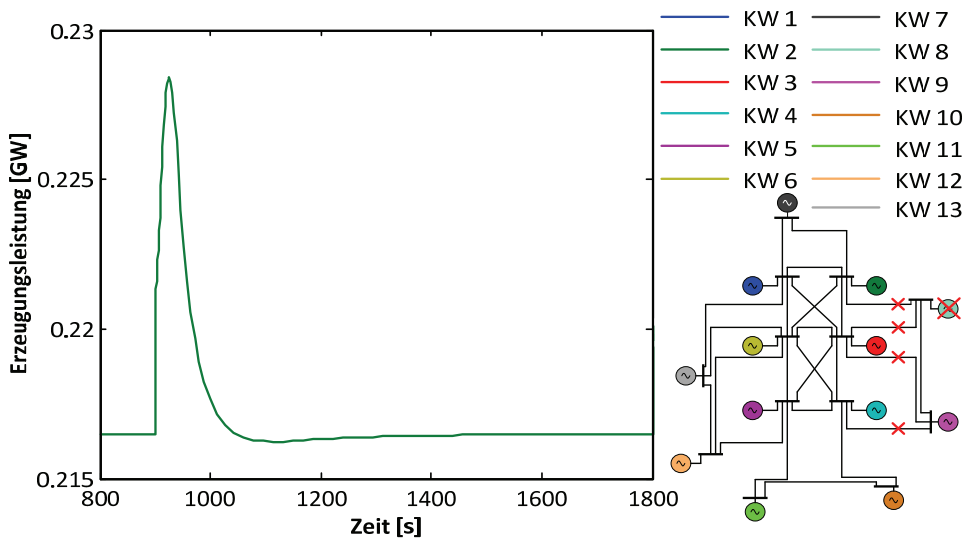
Die Umrichter weisen gegenüber ihrem Arbeitspunkt vor der Störung bedingt der Übernahme der ursprünglichen Übertragungsleistung der AC-Leitung durch das HGÜ-Overlay-Netz eine leichte Abweichung auf. Diese tritt auf, weil das HGÜ-Overlay-Netz die Übertragungsleistung, die vor der Netzauftrennung von den AC-Leitungen transportiert wurde, übernimmt (siehe Abb. 4.27). Besonders deutlich wird dies an den Umrichtern VSC 2 und VSC 3, welche eine direkte Verbindung zum Umrichter VSC 8 in der RZ Ost haben (siehe Abb. 4.28 und Abb. 4.29). Aufgrund der direkten Verbindung von Knoten 8 zu Knoten 2 und 3 über das Overlay-Netz werden die Winkeldifferenzen über diese Leitungen im Rahmen der *Primärregelung* klein gehalten (siehe Abb. 4.30 und Abb. 4.23). Knoten 9 aus RZ Ost ist nicht direkt mit dem HGÜ-Overlay-Netz gekoppelt und im ungestörten Fall mit den Knoten 3, 4 und 8 über die AC-Leitungen 17, 18 und 16 verbunden. In Folge der betrachteten Störung überträgt Leitung 16 innerhalb der gestörten RZ Ost die benötigte Sekundärregelleistung, wodurch die zugehörige Winkeldifferenz entsprechend ansteigt. Die Winkeldifferenzen der Leitungen 17 und 18 erhöhen sich ebenfalls stark (Abb. 4.30), können aber auf Grund der Netzauftrennung keine Regelenergie transportieren. Da keine parallelen DC-Leitungen zu den Leitungen 17 und 18 existieren, haben die hohen Winkeldifferenzen keinen Einfluss auf den Leistungstransport über das HGÜ-Overlay-Netz. Die stationären Werte der Winkeldifferenzen der Leitungen 16, 17 und 18 sind darin begründet, dass KW 9 ausreichend Sekundärregelleistung zur Verfügung stellt.

Durch die Störung weichen die Frequenzen an allen Punkten des Netzes temporär von ihrem Nennwert  $f_0=50$  Hz ab. Besonders sind Frequenzabweichungen an den beiden Kraftwerken innerhalb des Inselnetzes festzustellen (KW 8 und KW 9). Der Frequenzver-

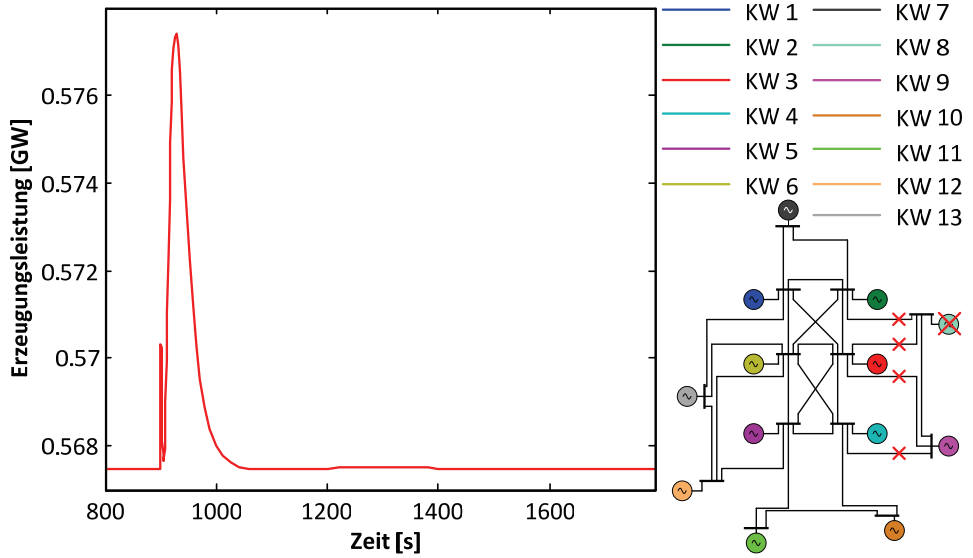
lauf an allen AC-Knoten des Referenznetzes ist in Abb. 4.31 für die erste Viertelstunde nach der Störung dargestellt. Zudem ist die nach dem UCTE-OH einzuhaltende „Trompetenkurve“ für die Frequenz am teilweise ausgefallenen Kraftwerk KW 8 dargestellt (siehe hierfür auch Abschnitt 2.2.2). Hüllkurve, statische und dynamische Frequenzabweichung werden eingehalten.



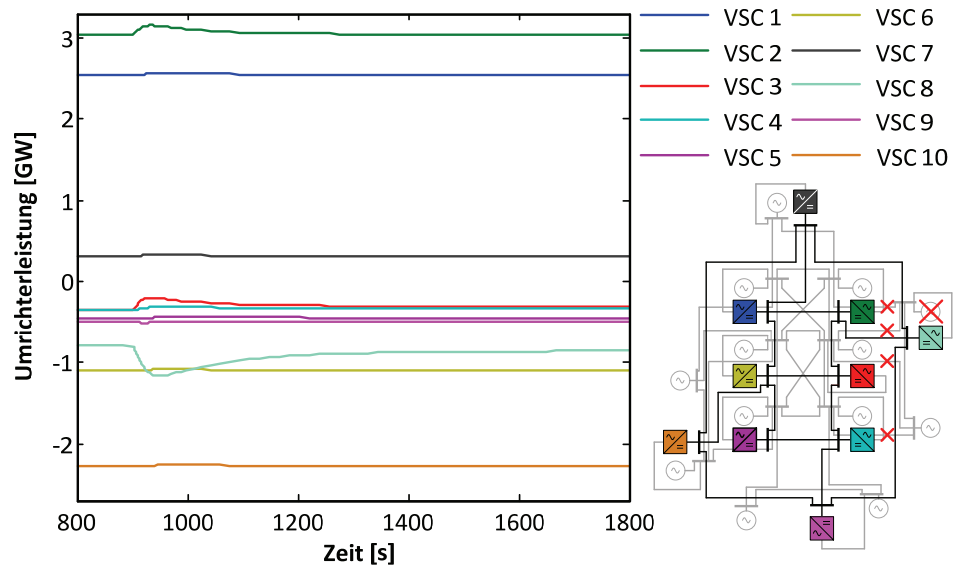
**Abb. 4.24** Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Kraftwerksleistungen



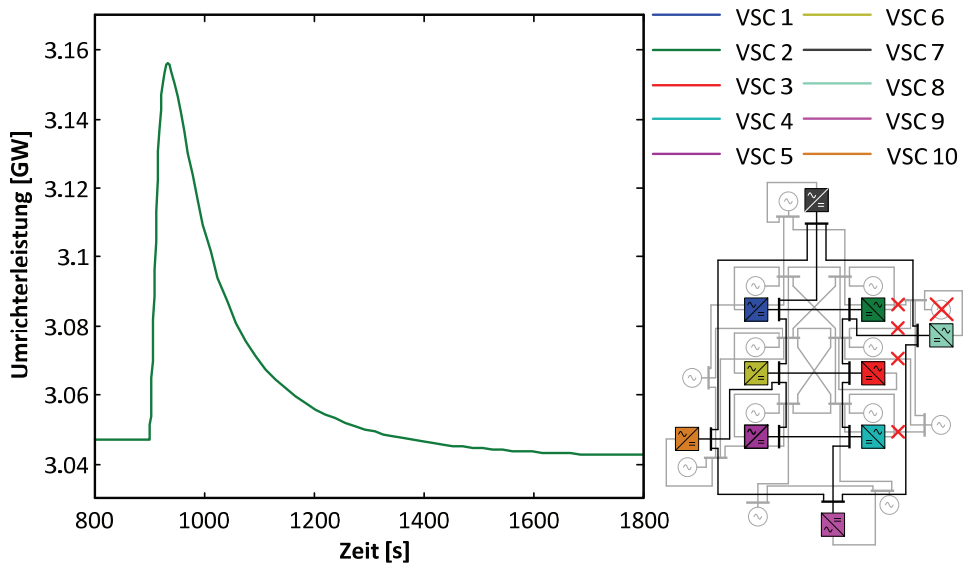
**Abb. 4.25** Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Erzeugungsleistung von KW 2



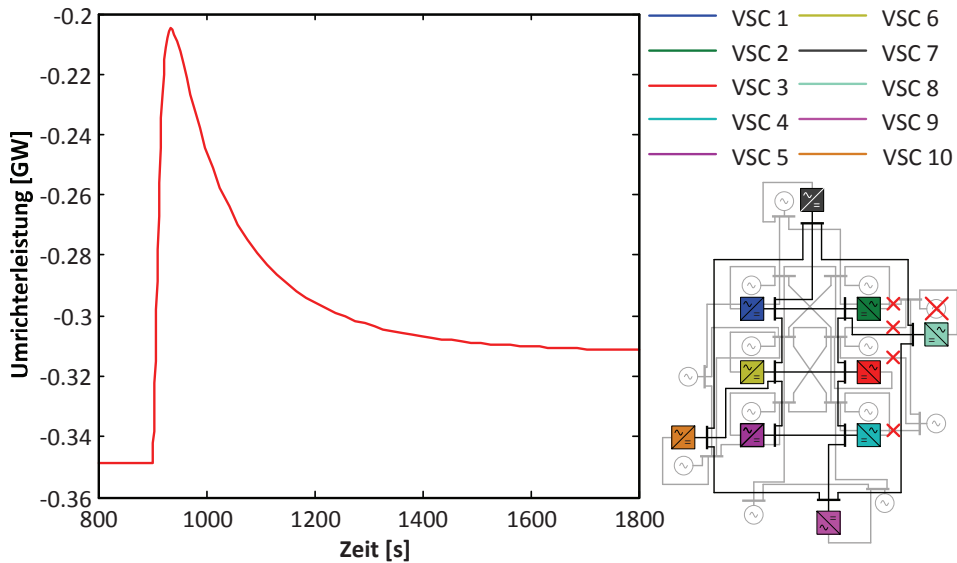
**Abb. 4.26** Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Erzeugungsleistung von KW 3



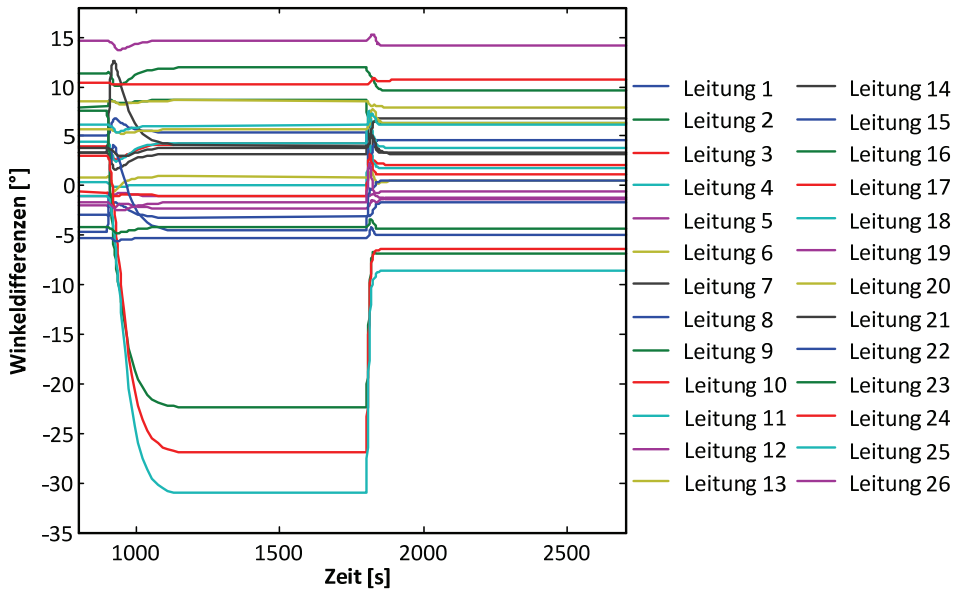
**Abb. 4.27** Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Umrichterleistungen



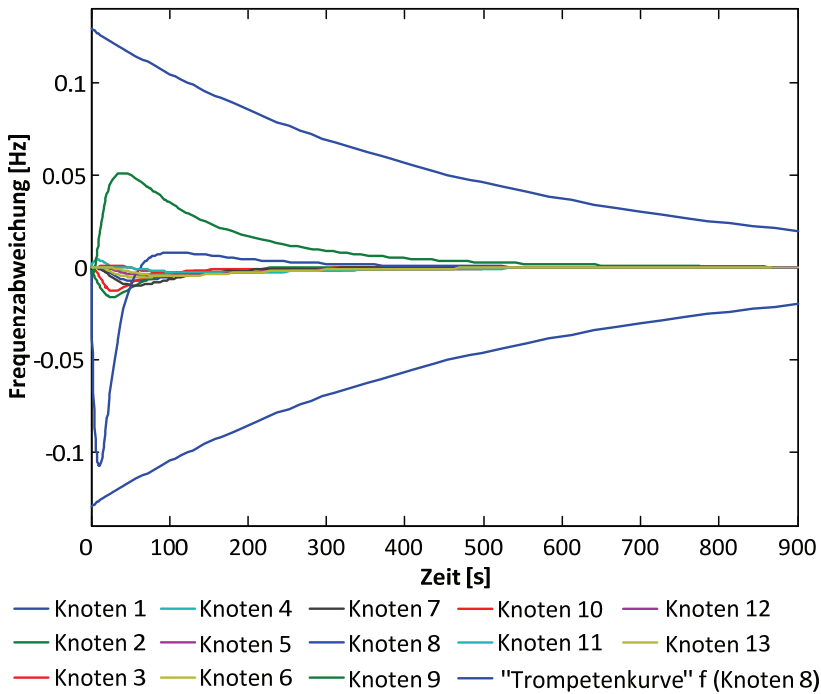
**Abb. 4.28** Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Umrichterleistung von VSC 2



**Abb. 4.29** Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Umrichterleistung von VSC 3



**Abb. 4.30** Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Winkeldifferenzen



**Abb. 4.31** Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Frequenzabweichungen

#### 4.4.7 Szenario 7: Langzeitverhalten

Instabile Eigenwerte nahe der Imaginärachse können dazu führen, dass das Gesamtsystem nach langer Zeit ein instabiles Verhalten aufweist. Das Langzeitverhalten des Simulationssystems nach einer Störung, in diesem Fall ein vollständiger Kraftwerksausfall von KW 6, zeigt Abb. 4.32. Nach und vor der Störung wird das System über 24 h beobachtet. Eine Instabilität ist nicht erkennbar, da nach Ausregelung der Störung die Kraftwerksleistungen einen stationären Zustand einnehmen.

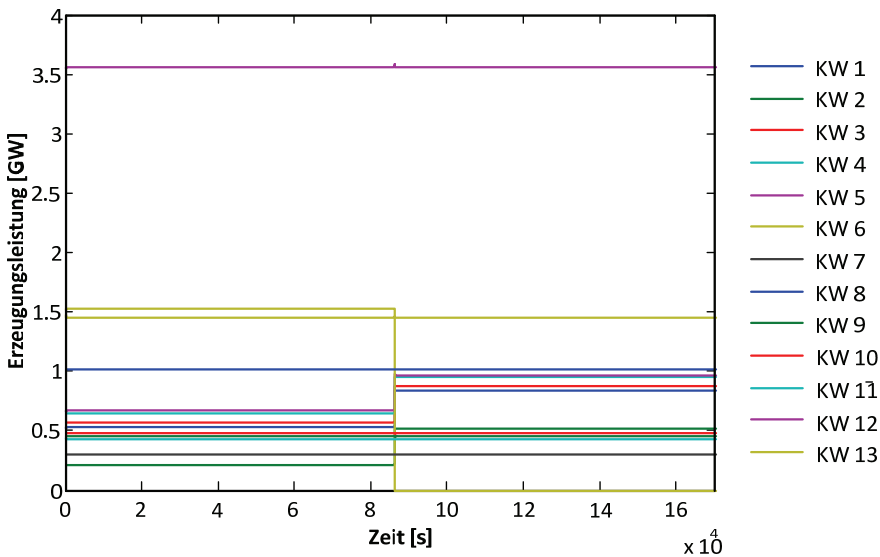


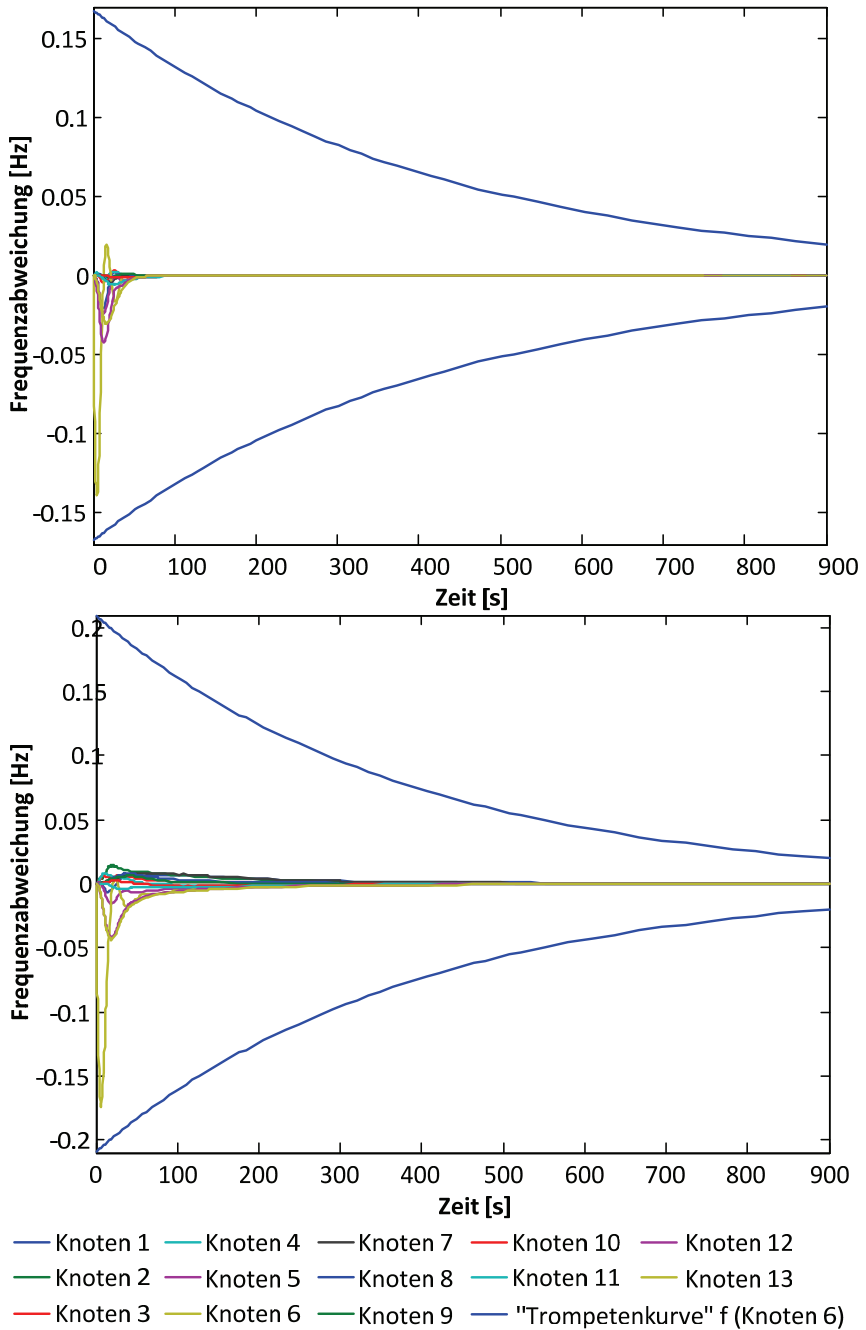
Abb. 4.32 Szenario 7: Langzeitstabilität nach Störung – Kraftwerksleistungen

#### 4.4.8 Betriebsverhalten mit und ohne HGÜ-Overlay-Netz

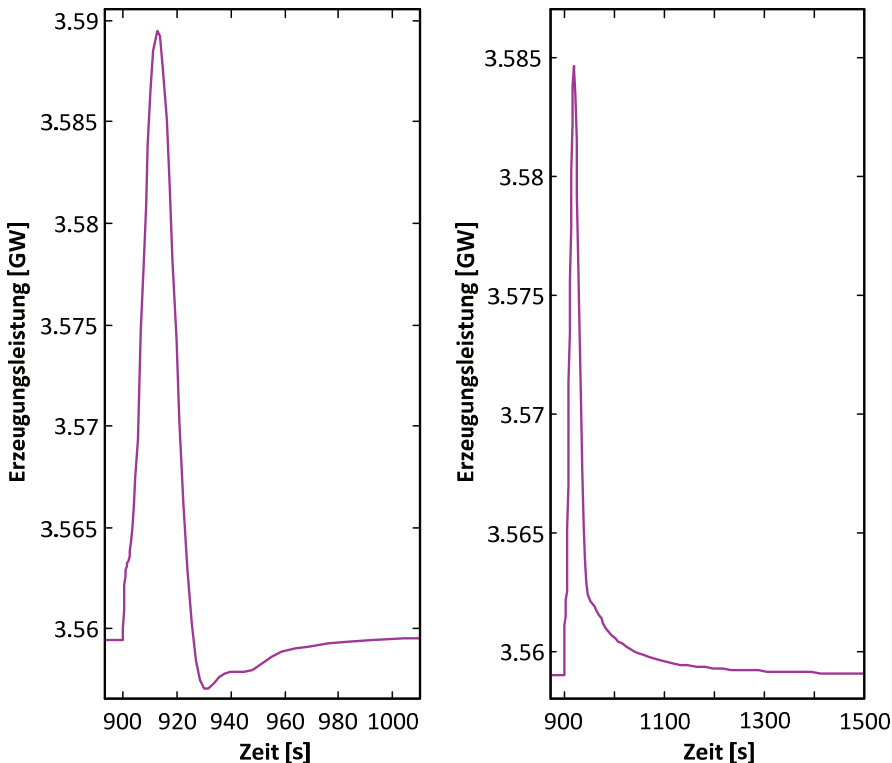
Eine Anforderung an die HGÜ-Betriebsführung ist, dass sie die Wirkung der P-f-Regelung nicht verschlechtert und Kraftwerke aus von der Störung nicht betroffenen RZ nach der *Primärregelung* möglichst schnell zu ihrer ursprünglichen Erzeugungsleistung zurückkehren (siehe Abschnitt 3.1). Dafür wird im Folgenden der Ausfall von KW 6 als Störung abgebildet.

Abb. 4.33 zeigt die Frequenzverläufe an allen Netzknoten nach Störungseintritt mit und ohne HGÜ-Overlay-Netz. Die Unterstützung des Regelleistungstransports durch das DC-Netzwerk hat einen geringeren Frequenzabfall vor allem am gestörten Knoten und ein insgesamt schnelleren Rückgang aller Frequenzen auf den Sollwert  $f_0 = 50$  Hz zur Folge. Außerdem ist die Erzeugungsleistung des Kraftwerks KW 12 außerhalb der gestörten Regelzone nach Eintritt der Störung in Abb. 4.34 gezeigt. Daraus ist zu erkennen, dass ohne Unterstützung durch das Overlay-Netz etwa 1400 s vergehen, bis KW 12 keine Regelleistung mehr zur Verfügung stellt. Mit DC-Netzwerk reduziert sich diese Zeit auf

unter 1000 s. Damit ist eine Verbesserung der P-f-Regelung durch das HGÜ-Overlay-Netz nachgewiesen.



**Abb. 4.33** Vollständiger Ausfall von KW 6 mit (oben) und ohne (unten) HGÜ-Overlay-Netz – Frequenzabweichungen



**Abb. 4.34** Vollständiger Ausfall von KW 6 mit (links) und ohne (rechts) HGÜ-Overlay-Netz – Kraftwerksleistung von KW 12

#### 4.4.9 Kleinsignalstabilität

Nachdem die Großsignalstabilität in den vorangegangenen Abschnitten 4.4.1 bis 4.4.8 an diversen Beispielen im Zeitbereich gezeigt wird, wird in diesem Abschnitt das grundsätzliche Systemverhalten des Referenznetzes am Kleinsignalverhalten gespiegelt. Damit wird im Bildbereich die Stabilität des Gesamtsystems mit der entwickelten Betriebsführung mathematisch nachgewiesen.

Einer der wichtigsten Faktoren beim Betrieb von elektrischen Energiesystemen ist die Wahrung der Versorgungssicherheit. Neben der Auslegung auf mindestens  $(n-1)$ -Sicherheit ist die Stabilität des Gesamtsystems für die Versorgungssicherheit ein essentieller Bestandteil. In den zuvor im Abschnitt 4.4 simulierten Szenarien hat sich bei allen Störungen gezeigt, dass das System in einen stabilen Arbeitspunkt zurück kehrt. In diesem Kapitel wird die Stabilität auch anhand eines mathematischen Stabilitätskriteriums nachgewiesen, um so auch das Kleinsignalverhalten beurteilen zu können. Hierfür findet das Eigenwert-Kriterium für lineare, zeitinvariante, zeitkontinuierliche Systeme (LTI-Systeme) Verwendung.

Ein LTI-System hat dabei im Allgemeinen folgende Form (Zustandsraumdarstellung):





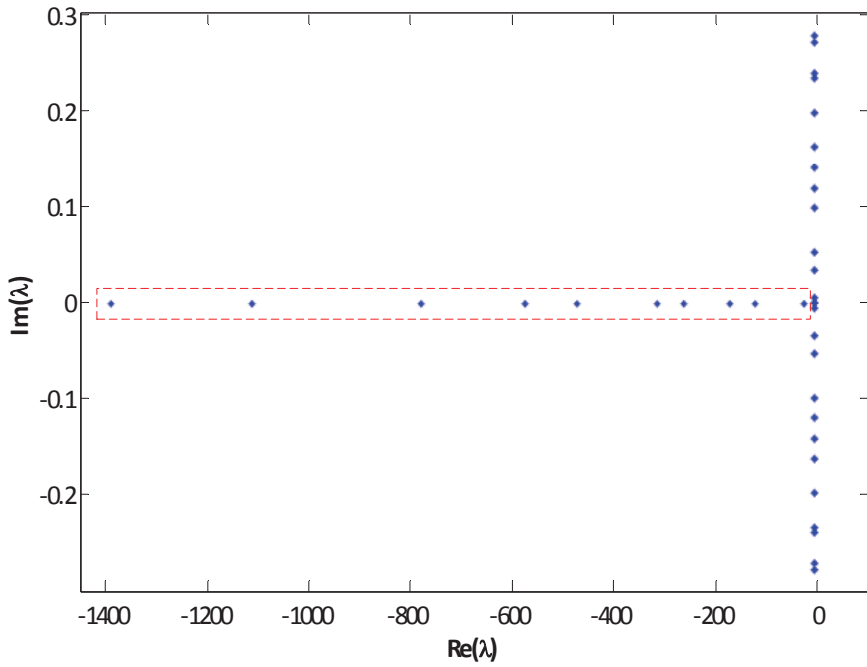
#### 4.4.9.1 Ungestörtes System

Das ungestörte System beschreibt den Systemzustand, von dem in den Abschnitten 4.4.1 bis 4.4.8 ausgegangen wird, bevor die Großsignalstörung eintritt. Die komplexen Eigenwerte des ungestörten Systems sind in Abb. 4.35 grafisch dargestellt und in Anhang A.7 numerisch hinterlegt. Vier Eigenwerte weisen in der Größenordnung  $10^{-15}$  bis  $10^{-14}$  einen positiven Realteil auf (siehe Abb. 4.36). Da die Ergebnisse der numerischen Fallstudien in den Abschnitten 4.4.1 bis 4.4.8 kein instabiles Verhalten abbilden, liegt die Vermutung nahe, dass es sich um numerische Ungenauigkeiten handelt.

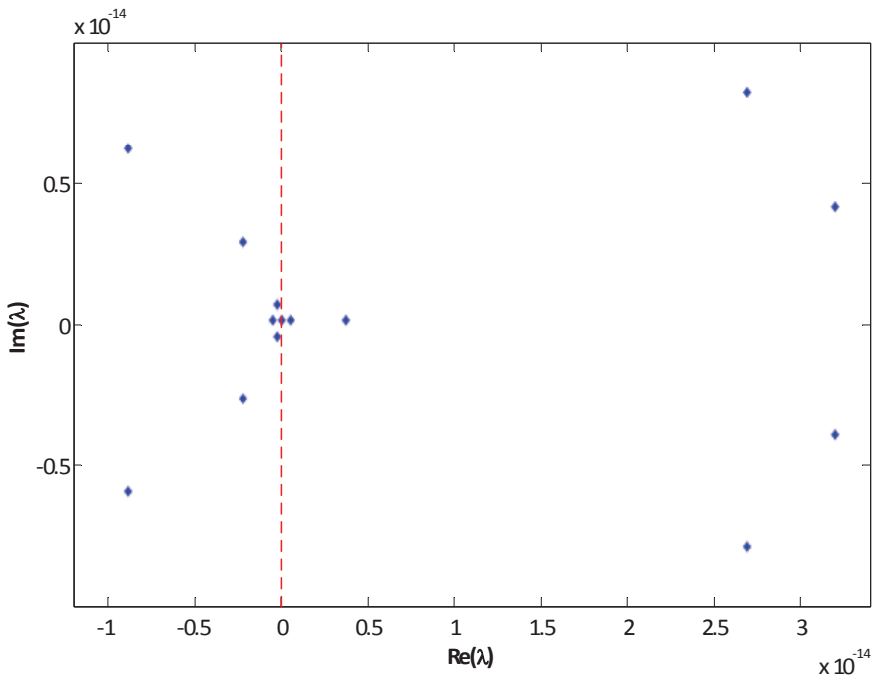
Die Systemmatrix  $A$  des linearisierten Zustandsraummodells ist eine schwachbesetzte Matrix mit der Dimension  $80 \times 80$ , deren besetzte Elemente eine Berechnungsgenauigkeit in der Größenordnung von  $10^{-19}$  bis  $10^{-13}$  aufweisen. Aus der Berechnungsgenauigkeit der mittels der Matrix  $A$  ermittelten Eigenwerte ist zu entnehmen, dass die Eigenwertberechnung nicht der Grund für die Eigenwerte mit  $\operatorname{Re}(\lambda) > 0$  sein kann (siehe Anhang A.8.1), da die Genauigkeiten der betreffenden Eigenwerte etwa  $10^{-35}$  ist. Die Ursache kann in der Berechnungsungenauigkeit der Systemmatrix  $A$  liegen. Aufgrund der Größe der Systemmatrix  $A$  und numerischer Ungenauigkeiten kann deren Jordan'sche Normalform nicht bestimmt werden. Auch wenn angenommen wird, dass die Eigenwerte ausschließlich durch numerischer Ungenauigkeiten  $\operatorname{Re}(\lambda) > 0$  aufweisen, ist die Stabilität des Gesamtsystems somit nicht eindeutig mathematisch nachweisbar.

Zum Ausschließen des Overlay-Netzes als Ursache für die Eigenwerte nahe der Imaginärachse ist das Referenznetz ohne HGÜ zu untersuchen. Selbst stabile Eigenwerte nahe der Imaginärachse können z.B. durch Störungen in Richtung  $\operatorname{Re}(\lambda) > 0$  verschoben werden und somit zu instabilem Verhalten führen. Die Stabilität des Elektroenergieübertragungsnetzes ohne Overlay-Netz ist durch zahlreiche Betriebsjahre und diverse Störungen hinreichend belegt. Sind die Eigenwerte nahe der Imaginärachse auch vorhanden, wenn das Overlay-Netz nicht mit betrachtet wird, kann angenommen werden, dass ein Elektroenergieübertragungsnetz mit HGÜ-Overlay-Netz und der hier beschriebenen Betriebsführung stabil ist.

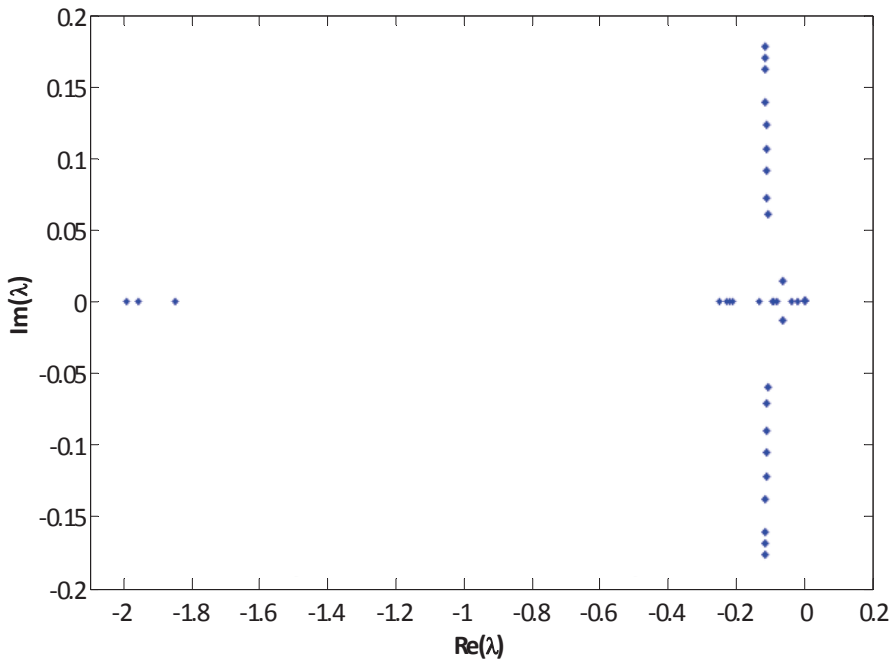
Abb. 4.37 zeigt die komplexen Eigenwerte des ungestörten Systems ohne HGÜ-Overlay-Netz (siehe auch A.7). Beim Vergleich der Eigenwerte des Systems mit (Abb. 4.35) und ohne (Abb. 4.37) Overlay-Netz ist erkennbar, dass die durch das Overlay-Netz hinzukommenden Eigenwerte 10- bis 70-mal weiter links liegen als die Eigenwerte des bestehenden AC-Netzes. Die durch das HGÜ-Overlay-Netz hinzukommenden Eigenwerte sind in Abb. 4.35 hervorgehoben. Somit ist anzunehmen, dass das HGÜ-Overlay-Netz mit der in dieser Arbeit entwickelten Betriebsführung das bestehende AC-Netz zusätzlich stabilisiert.



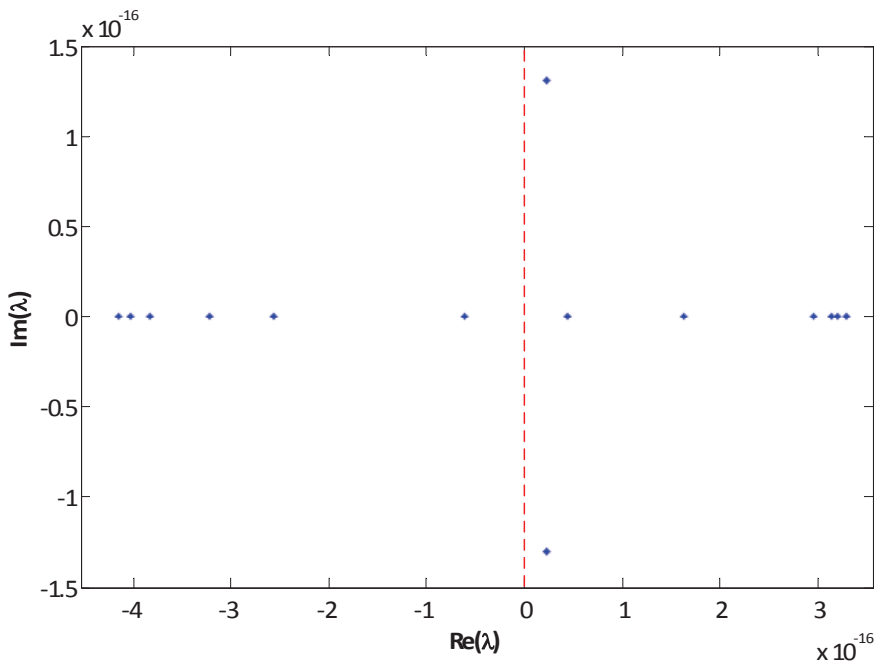
**Abb. 4.35** Eigenwerte des ungestörten Systems mit HGÜ-Overlay-Netz



**Abb. 4.36** Eigenwerte um den Koordinatenursprung des ungestörten Systems mit HGÜ-Overlay-Netz



**Abb. 4.37** Eigenwerte des ungestörten Systems ohne HGÜ-Overlay-Netz



**Abb. 4.38** Eigenwerte um den Koordinatenursprung des ungestörten Systems ohne HGÜ-Overlay-Netz

#### 4.4.9.2 Gestörtes System

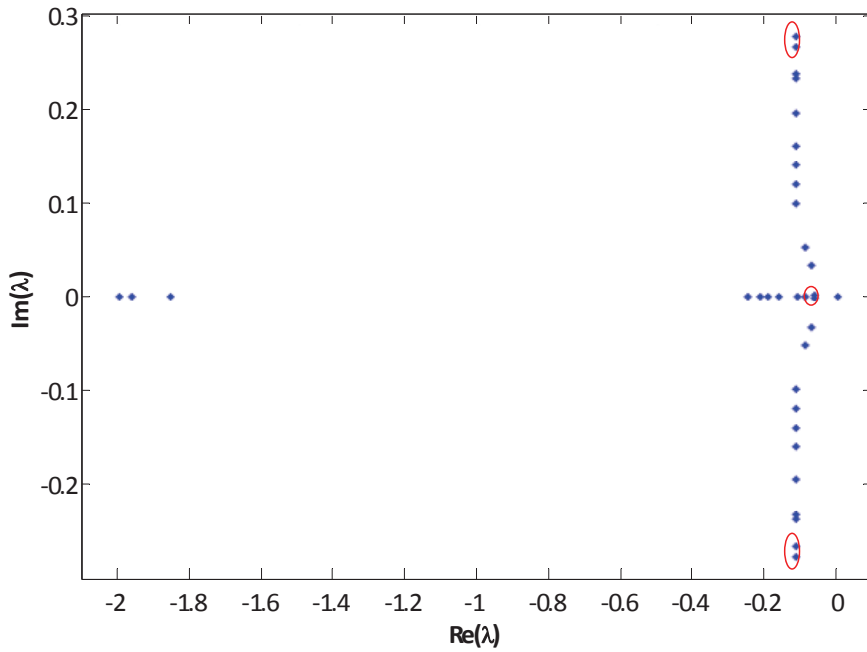
Es wird untersucht, inwieweit sich die Eigenwerte verschieben, wenn das System mit einer Störung beaufschlagt wird. Als Standardszenario der P-f-Regelung, auf der in dieser Arbeit der Fokus liegt, wird der vollständige Ausfall von KW 6 betrachtet. Durch die Störung werden lediglich Eigenwerte nahe der Imaginärachse marginal verändert und sind gegenüber des ungestörten Systems (Abb. 4.40) in Abb. 4.39 hervorgehoben. Die Eigenwerte der HGÜ-Regelung bleiben unverändert.

### 4.5 Fazit

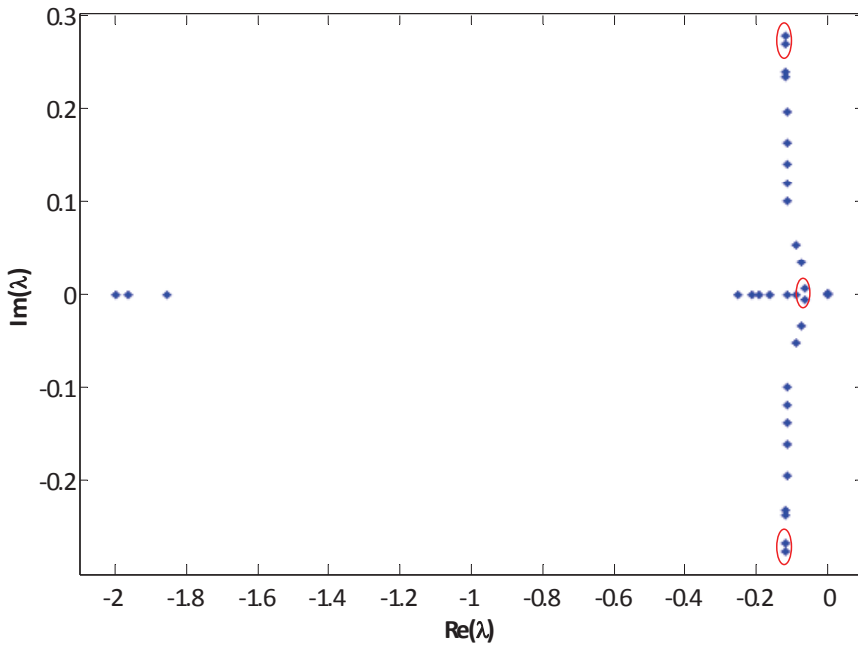
Die Simulationsergebnisse zeigen, dass ein HGÜ-Overlay-Netz mit der entwickelten Betriebsführung zur Störungsbehebung von Fehlern im AC-Netz beiträgt. Das DC-Netz übernimmt in diesen Fällen anteilig die vom AC-Netz zu transportierenden Leistungsflüsse und trägt damit signifikant zur Entlastung des unterlagerten Netzes bei. Zu den in diesem Kapitel behandelten AC-Störungsszenarien zählen *Szenario 1: Kraftwerksausfall*, *Szenario 4: AC-Leitungsausfall* und *Szenario 6: Overlay versorgt Inselnetz mit Kraftwerksausfall*. Bei der Versorgung eines von einer Störung betroffenen Inselnetzes stellt das HGÜ-Overlay-Netz die einzige Verbindung zum restlichen Verbundnetz dar. Die Winkeldifferenzen über die abgeschalteten Leitungen nehmen einen stationären Zustand an, wenn die Störung von der betroffenen, als Insel betriebenen Regelzone selbst ausgeglichen werden kann. Für abgeschaltete Leitungen, welche parallel zu DC-Verbindungen verlaufen, sorgt die Inselversorgung über das HGÜ-Overlay-Netz dafür, dass die Winkeldifferenzen nach einer Auslenkung kurz nach Störungseintritt ihren ursprünglichen Wert einnehmen. Die übrigen Winkeldifferenzen nehmen erst nach vollständiger Integration der zuvor als Insel betriebenen Regelzone wieder ihre Anfangswerte an.

Bezüglich Störungen des Overlay-Netzes wurden das *Szenario 2: Partieller Umrichter ausfall* und das *Szenario 3: Ausfall einer DC-Leitung* untersucht. *Szenario 3* verursacht ausschließlich eine Neuverteilung der Leistungsflüsse im DC-Netz und hat keinerlei Auswirkungen auf die Umrichterleistungen und damit auch nicht auf das AC-Verbundnetz. Der Ausfall einer Umrichterstation kann zu einer signifikanten Beeinflussung des AC-Netzes führen, wenn der von der Störung betroffene Umrichter zum Störungseintritt eine hohe Umrichterleistung hat. Die ausgefallene Umrichterleistung muss in diesem Fall vollständig vom AC-Netz übernommen werden, wodurch dieses überlastet werden kann.

Das *Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung* bildet eine planmäßige Änderung von Leistungsflüssen im Rahmen des ¼-stündlichen Kraftwerksfahrplanes ab. Werden die so erzeugten Leistungsflüsse durch den Einsatz eines Schrägreglers über definierte Leitungen im Netz transportiert, bleiben die übrigen Leistungsflüsse unverändert. Dementsprechend beteiligen sich die Umrichterstationen am Leitungstransport, die die zusätzlich belasteten Leitungen entlasten können. Ohne den Einsatz von Schrägregler



**Abb. 4.39** Eigenwerte nahe der Imaginärachse des gestörten Systems mit HGÜ-Overlay-Netz



**Abb. 4.40** Eigenwerte nahe der Imaginärachse des ungestörten Systems mit HGÜ-Overlay-Netz

verteilen sich die Leistungsflüsse auf alle Leitungen des AC-Netzes und somit auch auf alle Umrichterstationen.

Die Vorgaben des UCTE-OH bezüglich der „Trompetenkurve“ und der maximal zulässigen statischen und dynamischen Frequenzabweichung werden in allen untersuchten Szenarien eingehalten. Ein Vergleich mit dem Referenznetz ohne HGÜ zeigt, dass Kraftwerke außerhalb einer gestörten Regelzone wesentlich kürzer Regelleistung bereitstellen müssen, wenn das HGÜ-Overlay-Netz einen anteiligen Leistungstransport übernimmt (siehe Abschnitt 4.4.8).

Neben der Großsignalstabilität im Zeitbereich wird auch die Kleinsignalstabilität im Bildbereich anhand stabiler Eigenwerte nachgewiesen.

Somit sind die Funktionsfähigkeit der entwickelten Betriebsführung und deren Groß- und Kleinsignalstabilität bei unterschiedlichen Störungsszenarien nachgewiesen.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Der geplante Ausbau EE auf 80% des gesamten deutschen Elektroenergiebedarfs bis 2050 [1] erfordert nicht nur die Errichtung entsprechender Erzeugungsanlagen, sondern auch die Ertüchtigung des Elektroenergieübertragungsnetzes. Dies ist vor allem nötig, da EE in Form von Sonne oder Wind an bestimmte klimatische sowie systemtechnisch erforderliche Großspeicher überwiegend an geografische Gegebenheiten gebunden sind, die nur an wenigen, zentralen Punkten des Netzes vorliegen. Die Entfernung dieser Erzeugungsanlagen zu den Lastschwerpunkten wird im Mittel wesentlich größer sein als in der heute existierenden Netzinfrastruktur, die für verbrauchsnahe angeordnete Kraftwerke ausgelegt wurde.

Eine Möglichkeit des bedarfsfolgenden Netzausbaus besteht in der Errichtung einer neuen Netzebene für den Ferntransport großer Energiemengen – ein sogenanntes Overlay Netz. Grundsätzlich stehen dafür Ultrahochspannungswechselstrom oder Hochspannungsgleichstromtechnologien zur Verfügung. Aufgrund des größeren Einsatzpotentials – auch in der Netzregelung – fokussiert diese Arbeit auf die letztgenannte Technologieoption, mit der ein HGÜ-Overlay-Netz aufgebaut werden kann.

Solch ein Netz steht ohne eine spezielle Regelung der Kuppelstellen zur bestehenden AC-Netzinfrastruktur nicht für die natürliche Aufteilung der Leistungsflüsse auf die Netzebenen zur Verfügung. Es muss vielmehr durch regelungstechnische Einrichtungen sichergestellt werden, dass sich das HGÜ-Overlay-Netz im Sinne einer sinnvollen Leistungsflussaufteilung im Netzverbund nahtlos in die Betriebsführung des bestehenden AC-Verbundsystems integriert. Dies ist insbesondere dann erforderlich, wenn im Rahmen der P-f-Regelung Regelleistung über das HGÜ-Overlay-Netz transportiert werden muss. Hier setzt die vorliegende Arbeit an, in der ein Betriebsführungsregime für ein HGÜ-Overlay-Netz entworfen wird. Dabei wird sichergestellt, dass im Falle eines Regelleistungstransports ein vordefinierter Anteil über das HGÜ-Overlay-Netz transportiert und somit das bestehende AC-Verbundnetz entlastet sowie die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet werden kann. Das hier vorgeschlagene Betriebsverfahren basiert auf der Detektion von Regelleistungsflüssen im AC-Transportnetz auf Basis von Spannungswinkelgradienten. Diese werden messtechnisch mittels sogenannter Phasor-Measurement-Units (PMU) erfasst, die zu einem Weiterbereichsüberwachungssystem (WAMS) zusammengeschaltet werden. Mit der Rückkopplung über die Anpassung der Sollwerte der HGÜ-Umrichter entsteht ein Weitbereichsregelungssystem für den Regelleistungstransport zur netzseitigen Unterstützung der P-f-Regelung.

Kapitel 2 umfasst den für die Erarbeitung des Betriebsverfahrens erforderlichen Stand der Technik. Die P-f-Regelung stellt dabei einen elementaren Bestandteil dar. Besonderes Augenmerk ist dabei auf dessen Einbettung in die Systemführung (Abschnitt 2.1) sowie das Sekundärregelungsverfahren inklusive Netzkennlinienverfahren (Abschnitten 2.2 und



2.3) gelegt. Maßgeblich für die Bestimmung der Sollwerte der P-f-Regelung sind die hier zusammengefassten UCTE Regeln zur Allokation von Regelleistung im Verbundnetz. Ein zunehmender Anteil EE belastet das deutsche Elektroenergieübertragungsnetz durch den horizontalen Belastungsausgleich (HoBa) zusätzlich, sodass ein anteiliger Transport der so erzwungenen Leistungsflüsse über das Overlay-Netz ebenfalls anzustreben ist (Abschnitt 2.5). Der in dieser Arbeit verfolgte Ansatz bedient sich bereits bestehender Ansätze zur Regelung von HGÜ-Netzen, die bislang ausschließlich auf der Spannungsregelung basieren (Abschnitt 2.7). Nur wenige Publikationen beschreiben die Integration einer HGÜ-Strecke in die P-f-Regelung (Abschnitt 2.7.2). Verfahren zur Kopplung eines vermaschten HGÜ-Netzes mit der Betriebsführung eines AC-Verbundnetzes bezüglich der P-f-Regelung stellt die zentrale Forschungsfrage in dieser Arbeit und sind bislang nicht publiziert worden.

Die Anforderungsanalyse bzgl. des hier erarbeiteten Verfahrens (Abschnitt 3.1) umreißt die wesentlichen Funktionen. Dazu gehört neben der anteiligen Übernahme von Leistungsflüssen unterer Netzebenen auch die Forderung nach einem modularen Aufbau, sodass das Overlay-Netz mit fortschreitender Ausbaustufe abschnittsweise in Betrieb genommen werden kann. Eine dritte Hauptanforderung stellt die Kopplung des Verfahrens mit der HGÜ-Spannungsregelung dar. Hier wird vom Stand der Technik, dem Spannungs-kennlinienverfahren, ausgegangen. Aus den Anforderungen wird das Winkelgradientenverfahren zur Integration des HGÜ-Overlay-Netzes in die P-f-Regelung entwickelt. Dieses Verfahren basiert auf PMU-Messwerten, aus denen das WAMS einen Winkelgradientenvektor berechnet. Anhand dieses Vektors kann die allgemeine Leistungsflussrichtung am AC-Anschlusspunkt der einzelnen HGÜ-Umrichter berechnet und entsprechende Regeleinriffe der Umrichter realisiert werden.

Anhand numerischer Fallstudien wird die Funktion der erarbeiteten Betriebsführung am Beispiel eines Referenznetzes nachgewiesen. Dabei werden Szenarien betrachtet, die sowohl den Ausfall von DC- als auch AC-Betriebsmitteln abbilden. Aus den Ergebnissen ist zu erkennen, dass die Großsignalstabilität gegeben ist und die Wirkung der P-f-Regelung durch das HGÜ-Overlay-Netz verbessert bzw. beschleunigt wird. Nachfolgend wird im Abschnitt 4.4.9 auch die Kleinsignalstabilität im Bildbereich nachgewiesen. Die Eigenwerte des im Abschnitt 4.1 beschriebenen Referenznetzes sind negativ und verändern sich z.B. bei einem Kraftwerksausfall nur marginal, bleiben aber in jedem Fall innerhalb der Stabilitätsgrenzen. Die Eigenwertanalyse zeigt weiter, dass die Eigenwerte der HGÜ-Regelung besonders weit links in der komplexen Halbebene liegen und damit für eine schnelle Störungsbehebung sorgen.

Für die Integration eines HGÜ-Overlay-Netzes in die Netzbetriebsführung des bestehenden AC-Verbundnetzes ist die Integration in die P-f-Regelung einer der wichtigsten Aspekte, löst aber die Herausforderungen bei weitem nicht vollständig. Weitere beson-

ders wichtige Forschungsfragen lassen sich aus den folgenden Aufgabenstellungen ableiten:

- Beitrag des Overlay-Netzes zur Blindleistungs-Spannungs-Regelung
- Integration des Overlay-Netzes in den Betriebszyklus des AC-Netzes
- Verhalten bei und die Integration der HGÜ in den Fahrplanwechsel von Kraftwerken
- Dynamische Netzsicherheit mit diversitärer Redundanz, die nun durch das Overlay-Netz zur Verfügung gestellt werden kann
- Erweiterung des entwickelten Verfahrens um eine Dämpfungsregelung
- Genauere Untersuchungen des P-f-Regelungsverhaltens bei AC- und DC-Fehlerfällen

## 6 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Umwelt Naturschutz: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)*, 2012 (Inkrafttreten: 01.01.2012).
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, 28.09.2010.
- [3] Europäisches Parlament und Europäischer Rat; Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, 23.04.2009.
- [4] Sachverständigenrat für Umweltfragen; Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt: *Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050 - Endbericht*, 10/2010.
- [5] Internetreferenz: *The World of Wind Atlases – Wind Atlases of the World*, <http://www.windatlas.dk/europe/oceanmap.html>, 04.10.2011.
- [6] Quaschnig, V.: *Datenbanken für Solarstrahlung, Sonne, Wind & Wärme*, 08/2001, S. 39-41.
- [7] Sachverständigenrat für Umweltfragen: *100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar - Stellungnahme*, ISSN: 1612-2968, 05/2010.
- [8] *Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)*, 2011 (Inkrafttreten: 05.08.2011).
- [9] ETG Task Force Infrastruktur: *VDE-Studie: Stromübertragung für den Klimaschutz - Potentiale und Perspektiven einer Kombination von Infrastrukturen*, 05/2011.
- [10] UCTE: *National electricity consumption 2008 and highest load on 3rd Wednesday of December 2008*, [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/resources/statistics/e\\_consumption\\_2008.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/statistics/e_consumption_2008.pdf), 12.10.2011.
- [11] Schwab, A.: *Elektroenergiesysteme*, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, ISBN-13: 978-3540296645, 2006.
- [12] Heuck, K.; Dettmann, K.; Schulz, D.: *Elektrische Energieversorgung*, Vieweg Verlag, ISBN 978-3-8348-0217-0, 2007.
- [13] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), 07.07.2005.

- [14] Internetreferenz, *Aufgaben der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen*, [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1911/DE/DieBundesnetzagentur/UeberDieAgentur/UeberDieAgentur\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/DieBundesnetzagentur/UeberDieAgentur/UeberDieAgentur_node.html), 12.10.2011.
- [15] Kundur, P.: *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, ISBN: 0-07-035958-X, New York, Toronto, 1994.
- [16] Anderson, P.; Fouad, A.: *Power System Control and Stability*, ISBN 0-7803-1029-2, 1994.
- [17] Internetreferenz, *Netzsituationen nach § 13.1 EnWG*, [http://www.tennetso.de/pages/tennetso\\_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Berichte\\_und\\_aktuelle\\_Informationen/Netzsituationen\\_nach\\_\\_13.1\\_EnWG/index.htm](http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Berichte_und_aktuelle_Informationen/Netzsituationen_nach__13.1_EnWG/index.htm), 15.10.2011.
- [18] FNN: *TransmissionCode 2007*.
- [19] UCTE (ENTSO-E): *UCTE Operation Handbook, Policy 1 & Appendix A1*, 2009.
- [20] Rebours, Y.; Pestourie, J.; Monnot, E.: *Five Good Reasons to Abandon Synchronous Time Control*, IEEE Power Tech Conference, Bucharest, 2009.
- [21] Oeding, D.; Oswald, B.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*, Springer Verlag, ISBN 3-540-00863-2, Berlin, Heidelberg, 2004.
- [22] Internetreferenz, *regelleistung.net – Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung*, [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net), 20.09.2011.
- [23] Kertscher, P.; Weber, H.: *Gegenüberstellung unterschiedlicher Sekundärregelkonzepte für Deutschland*, 10. ETG/GMM-Fachtagung "Netzregelung und Systemführung", München, 2011.
- [24] von Roon, S.; Huck, M.: *Merit Order des Kraftwerkparcs*, [http://www.ffe.de/download/wissen/20100607\\_Merit\\_Order.pdf](http://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf) (02.08.2011), 2010.
- [25] UCTE - Ad hoc Group "Geographical Distribution of Reserves"; *Dokument 1-7*, 07/2005.
- [26] European Transmission System Operator (ETSO, heute: ENTSO-E): *Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets - Final Report*, 04/2001.
- [27] Statistisches Bundesamt: *Erneuerbare Energien in Europa*, <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Publikationen/Fachveroeffentlichungen/Internationales/FaltblattErneuerbareEnergien0040003119001,property=file.pdf> (12.11.2011), 2011.

- [28] CIGRÉ WG B4.46: *Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission - Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies*, Final Report, 12/2011.
- [29] Crastan, C.; Westermann, D.: *Elektrische Energieversorgung 3 - Dynamik, Regelung und Stabilität sowie die Betriebsplanung und -führung*, ISBN-13: 978-3642200991, 2011.
- [30] Arlt, D.; Novitzkij, A.; Westermann, D.; Wolling, J.: *Metastudie über Merkmale von Freileitungen und Erdkabelleitungen*, 10/2011.
- [31] Halaus, W.; Strucki, F.: *Produkt innovations - Ultra-high-voltage switchgear to power China*, ABB Review, 04/2008.
- [32] Brückner, G.: *Netzführung*, Expert Verlag, ISBN: 3-8169-1495-0, 1997.
- [33] Woschitz, R.: *Höchstspannungsübertragungsleitungen für die Verlegung in langen Tunneln*, 10. Symposium Energieinnovation, Graz, 2008.
- [34] CIGRÉ WG B4.52: *HVDC Grid Feasibility Study, Interim Report*, 10/2011.
- [35] Hanson, J.; Sandeberg, P.: *Selbstgeführte Umrichter im elektrischen Versorgungsnetz*, ETG Kongress, Dresden, September 2005.
- [36] Thepparat, P.: *Analysis of the Combined and Coordinated Control Method for HVDC Transmission*, Dissertation, Shaker Verlag, ISBN: 978-3-8322-9045-0, Aachen, 2010.
- [37] Zhu, J.; Booth, C.: *Future Multi-Terminal HVDC Transmission Systems using Voltage Source Converters*, IEEE Universities Power Engineering Conference, Cardiff, 2010.
- [38] Nakajima, Y.; Irokawa, S.: *A Control System for HVDC Transmission by Voltage Sourced Converters*, IEEE PES Summer Meeting, Edmonton, 1999.
- [39] Johnson, B.; Lasseter, R.; Alvarado, F.; Adapa, R.: *Expandable multiterminal DC systems based on voltage droop*, IEEE Transactions on Power Delivery, 10/1993.
- [40] Chen, H.; Wang, C.; Zhang, F.; Pan, W.: *Control Strategy Research of VSC Based Multiterminal HVDC System*, IEEE PES Power System Conference and Exposition, Atlanta, 2006.
- [41] Beerten, J.; Van Hertem, D.; Belmans, R.: *VSC MTDC Systems with a Distributed DC Voltage Control – A Power Flow Approach*, IEEE PowerTech, Trondheim, 2011.
- [42] Vrana, T.; Torres-Olguin, R.; Liu, B.; Haileselassie, T.M.: *The North Sea Super Grid - A Technical Perspective*, 9<sup>th</sup> IEEE IET International Conference on AC and DC Power Transmission, London, 2010.
- [43] Haileselassie, T. M.; Uhlen, K.: *Primary Frequency Control of Remote Grids Connected by Multi-terminal HVDC*, IEEE PES General Meeting, 2010.

- [44] Fan, L.; Miao, Z.; Osborn, D.: *Wind Farms With HVDC Delivery in Load Frequency Control*, IEEE Transactions on Power Systems, 2009.
- [45] Zhao, C.; Li, L.; Li, G.; Guo, C.: *A Novel Coordinated Control Strategy for Improving the Stability of Frequency and Voltage Based on VSC-HVDC*, IEEE Thirt International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Nanjuing, 2008.
- [46] Xu, L.; Yao, L.; Bazargan, M.; Wang, Y.: *The Role of Multiterminal HVDC for Wind Power Transmission and AC Network Support*, IEEE Power and Energy Engineering Conference - Asia-Pacific, 2010.
- [47] Adam, G.; Anaya-Lara, O.; Lo, K.: *Grid Integration of Offshore Wind Farms using Multi-Terminal DC Transmission Systems (MTDC)*, IEEE 5<sup>th</sup> IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives, Glasgow, 2010.
- [48] Internetreferenz, Coreso, <http://www.coreso.eu>, 20.09.2011.
- [49] Phadke, A. G.: *Synchronized phasor measurements in power systems*, IEEE Computer Applications in Power, 1993.
- [50] Nuqui, R.: *State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements*, Dissertation, Blacksburg, 2001.
- [51] Phadke, A. G.; Thorp, J.: *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, Springer Science+Business Media, ISBN: 978-0-387-76535-8, New York, 2008.
- [52] Kuehn, H.; Wache, M.; Krebs, R.: *Wide area monitoring with synchrophasors German experiences*, IEEE PES General Meeting, Minneapolis, 2010.
- [53] Internetreferenz, Inelfe, [www.inelfe.eu](http://www.inelfe.eu), 02.10.2011.
- [54] Labra Francos, P.; Sanz Verdugo, S.; Guyomarch, S.: *First HVDC link between France and Spain*, Cigré SCB4 Colloquium 2011, Brisbane, 2011.
- [55] Gartmair, H.; Berger, F.: *9. CIGRE/CIREd-Informationsveranstaltung – Systemkonzepte von morgen, Regensburg, 2011*, <http://www.vde.com/de/Verband/Partnerorganisationen/DK-CIGRE/Veranstaltungen/Seiten/VeranstaltungsDetails.aspx?vdeEventID=4f93e31c-2635-47bb-b097-0d01ad3f1bee>, 20.10.2011.
- [56] Schneider, J.: *Europäische Netze im Wandel, CIGRE-/CIREd Informationsveranstaltung 2008, Heidelberg*, <http://www.vde.com/de/Verband/Partnerorganisationen/DK-CIGRE/Veranstaltungen/Seiten/VeranstaltungsDetails.aspx?vdeEventID=de72de5e-4683-4409-8b2a-e08238e7761a>, 04.06.2011.
- [57] Egerer, J.; Bückers, L.; Drondorf, G.: *Final Report of the Study Project “2050” - Sustainable Energy Networks for Europe - The Integration of Large-Scale Renewable Energy Sources until 2050*, 2009.

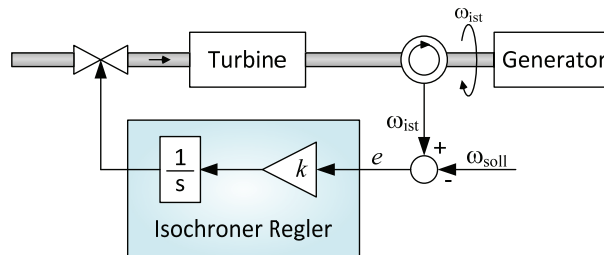
- 
- [58] Asplund, G.; Jacobson, B.; Berggren, B.; Linden, K.: *Continental Overlay HVDC-Grid*, CIGRÉ Conference, Paris, 2010.
- [59] Amprion GmbH; EnBW Transportnetze AG; Transpower Stromübertragungs GmbH; Vattenfall Europe Transmission GmbH: *Regionenmodell "Stromtransport 2013"*, [http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm\\_de/hs.xsl/1388.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCOQ=SID-EC264BDA-4004BCBB](http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/1388.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCOQ=SID-EC264BDA-4004BCBB) (10.06.2011), 2009.
- [60] Olsder, G. J.; van der Woude, J. W.: *Mathematical Systems Theory*, VSSD, ISBN: ISBN 978-90-71301-40-7, <http://www.vssd.nl/hlf/a003.htm> (27.10.2011), Delft, 2005.
- [61] Beucher, O.: *Signale und Systeme: Theorie, Simulation, Anwendung*, Springer Verlag, ISBN: 978-3-642-20293-3, Berlin, Heidelberg, 2011.

## A Anhang

### A.1 Isochrone Regler eines Generators und Primärregelung

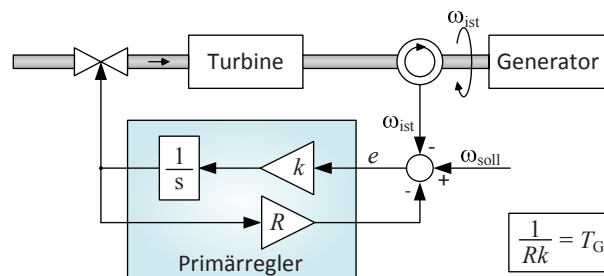
Der Isochrone Regler sorgt für eine gleichbleibende Rotationsgeschwindigkeit eines Generators, indem er Störungen des Netzes z.B. Lastsprünge ausregelt und somit für ein Leistungsgleichgewicht respektive eine konstante Frequenz sorgt. Als Stellgröße dient das der Generatorturbine zugeführte Wasser- bzw. Dampfvolumen. [15]

Aus den Soll- und Istwerten der Rotationsgeschwindigkeit  $\omega_{\text{ist}}$  und  $\omega_{\text{soll}}$  von Turbine bzw. Generator wird der Regelfehler  $e$  gebildet. Dieser wird verstärkt, integriert und bildet dadurch das Stellsignal (siehe Abb. A.1). Durch das integrale Verhalten des Isochronen Reglers wird der Regelfehler  $e$  für  $t \rightarrow \infty$  zu Null und die Turbinenleistung nimmt einen neuen stationären Wert an. [15]



**Abb. A.1** Isochrone Regler [15]

Ein isochroner Regler kann nur eingesetzt werden, wenn das Kraftwerk im Inselbetrieb läuft oder nur ein Kraftwerk des Kraftwerkparkes die Leistungsbilanz ausregelt. Geringfügig unterschiedliche Sollwerte würden andernfalls dafür sorgen, dass Kraftwerke gegeneinander arbeiten, um ihren jeweiligen Sollwert einzustellen. Damit sich mehrere Kraftwerke parallel an der Frequenzhaltung beteiligen können, wird die Charakteristik des Reglers so verändert, dass der Regelfehler  $e$  proportional zum Leistungsdefizit bzw. – überschuss  $\Delta P$  ist, welcher die Störung hervorgerufen hat. Dies wird durch die Rückführung des Stellsignals über einen Verstärker zum Regelfehler  $e$  erreicht (siehe Abb. A.2). Durch Vereinfachung ergibt sich die Übertragungsfunktion der *Primärregelung* aus Abschnitt 2.2.1. [15]



**Abb. A.2** Primärregler [15]



## A.2 Regionenverteilung

Die geografische Zuordnung der Regionen nach dem Regionenmodell Stromtransport 2013 ist in Abb. A.3 dargestellt [59].

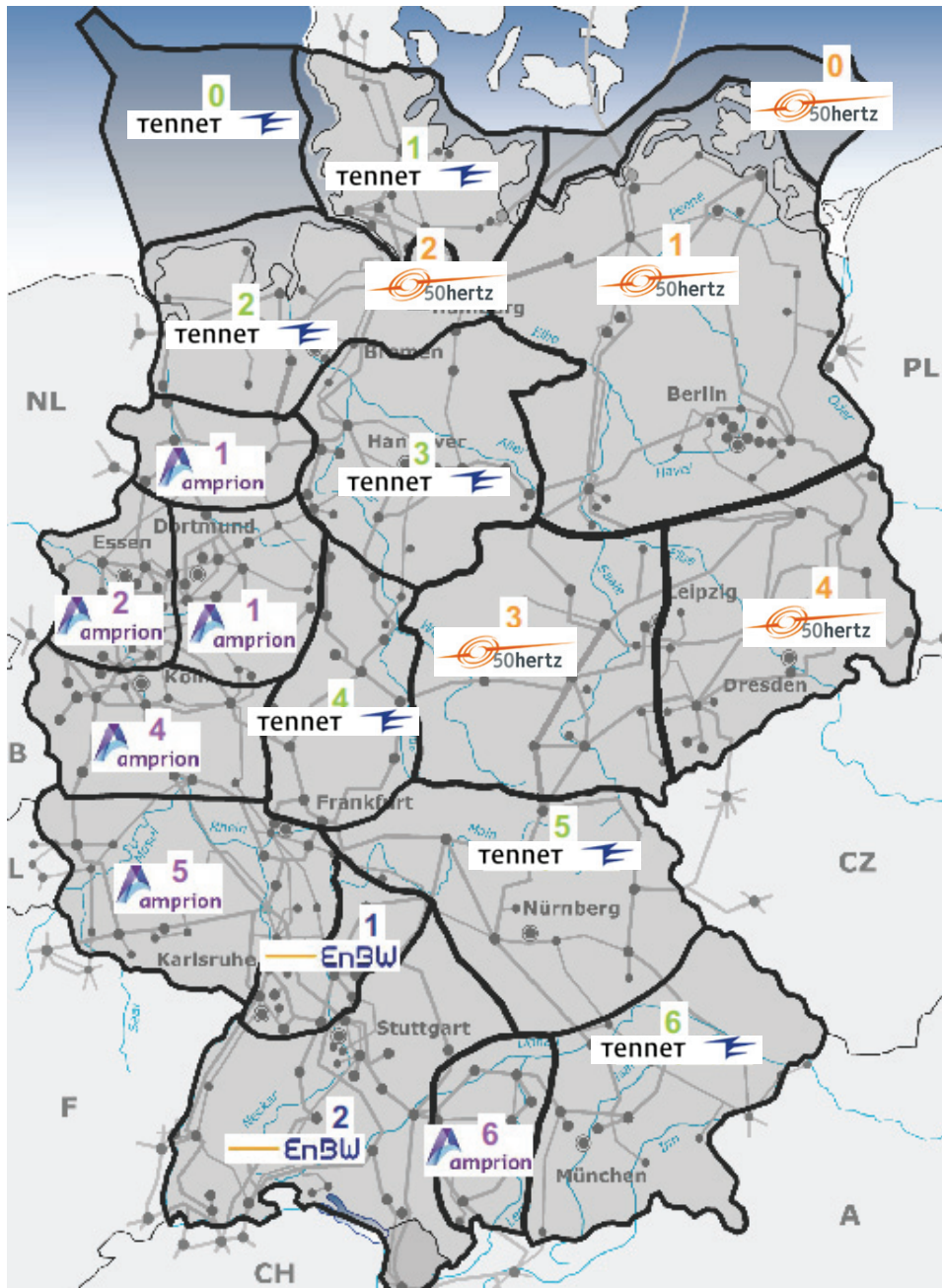


Abb. A.3 Regionenmodell Stromtransport 2013 (modifiziert von [59])

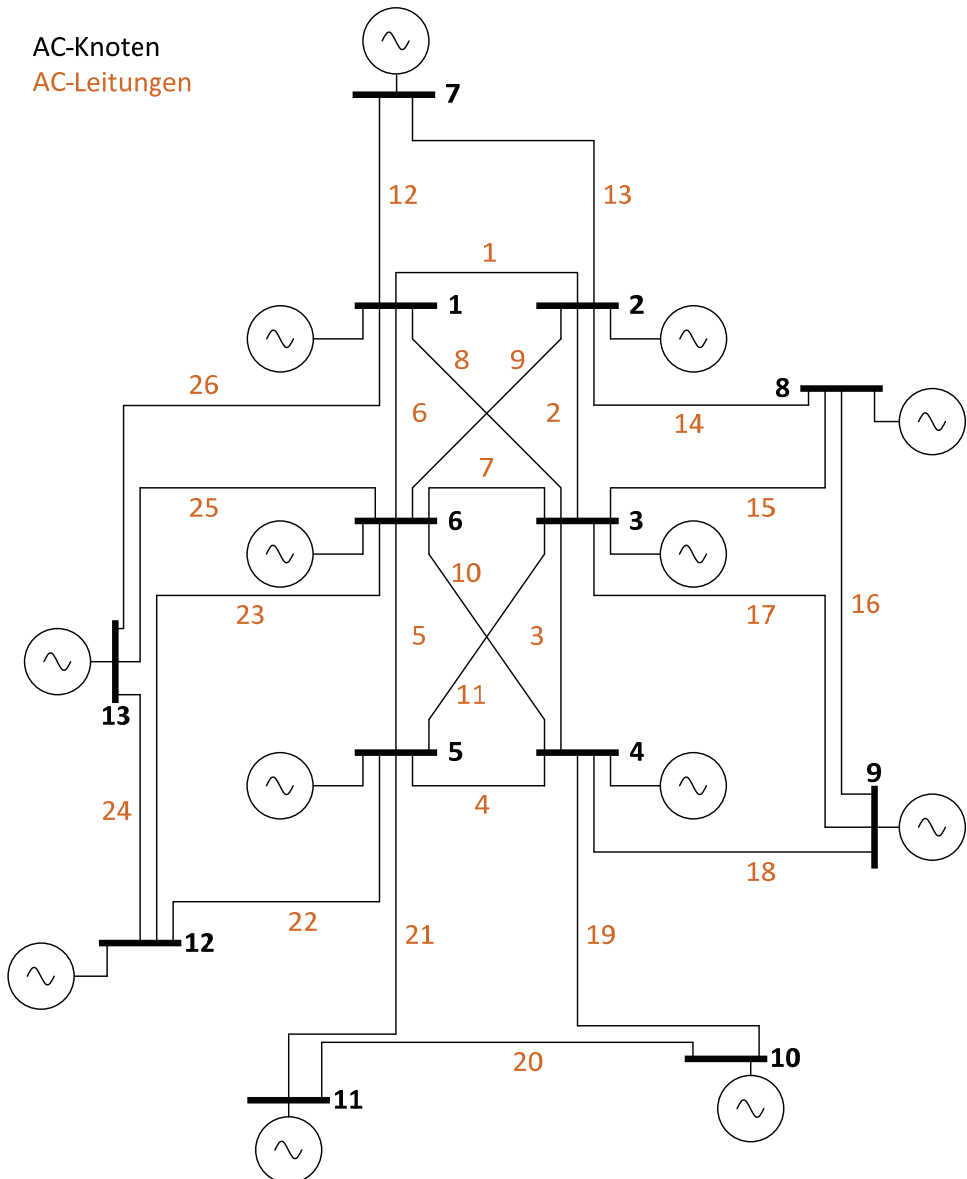
### A.3 Zulässige Primärregelleistungsreservenüberschüsse

Nach [25] darf jedes Land 30% mehr Primärregelleistungsreserve vorhalten, als es selbst benötigt, um diesen Überschuss in andere Länder zu verkaufen. Länder mit geringem Primärregelleistungsbedarf dürfen mehr als 30% Überschuss vorhalten, allerdings maximal 90 MW. Die Aufschlüsselung welches Land wie viel Überschuss vorhalten darf, ist in dargestellt (Stand 2005).

**Tab. A.1** Zulässige Überschüsse an Primärregelleistung [25]

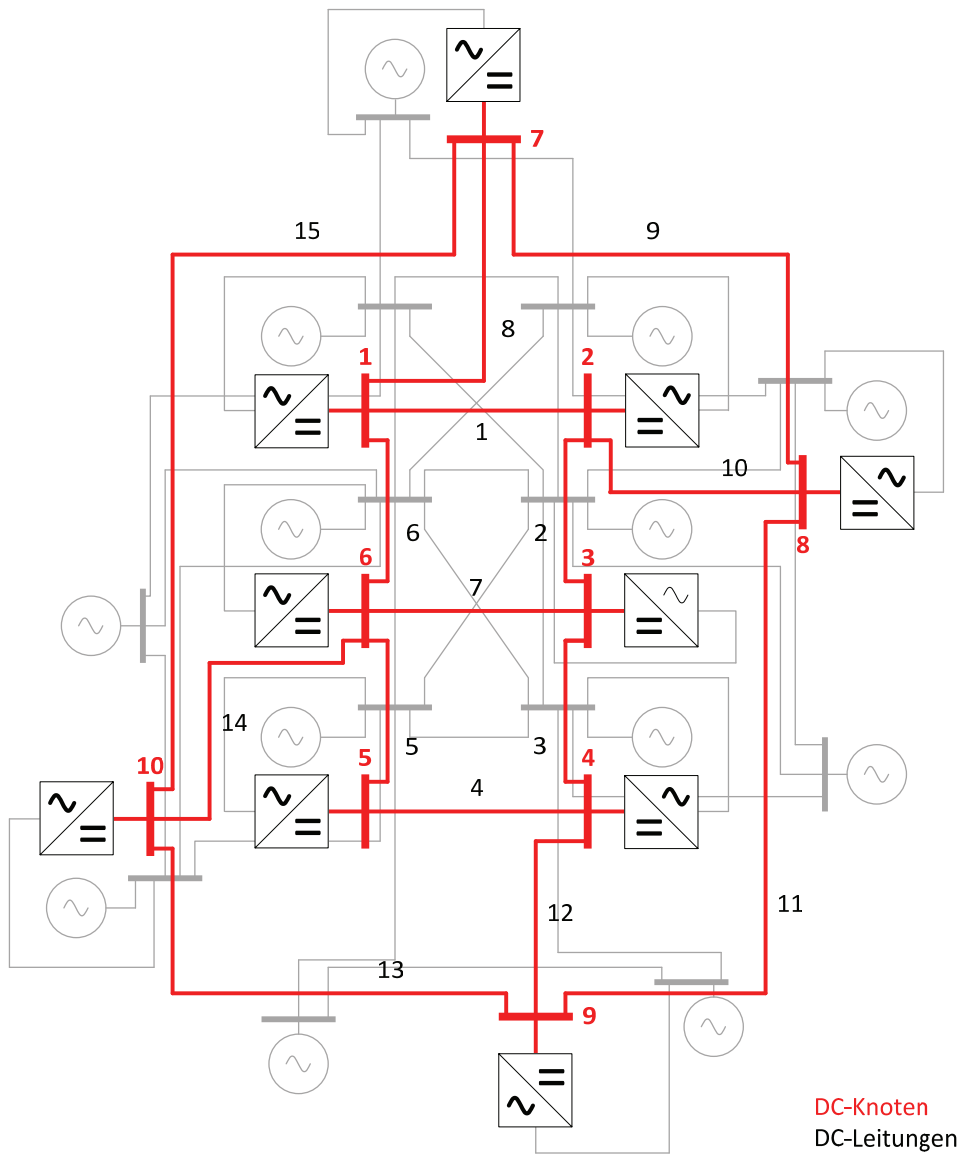
Regelzone	Land	Primärregelleistungsbedarf	Zulässiger Überschuss
ELIA	Belgien	97 MW	90 MW
RWE	Deutschland	704 MW	211 MW
REE	Spanien	351 MW	105 MW
RTE	Frankreich	634 MW	190 MW
GRTN	Italien	327 MW	98 MW
ELES	Slowenien	15 MW	90 MW
HEP	Kroatien	14 MW	90 MW
JPCC	Bosnien Herzegowina	13 MW	90 MW
TenneT	Niederlande	109 MW	90 MW
APG	Österreich	62 MW	90 MW
REN	Polen	53 MW	90 MW
ETRANS	Schweiz	77 MW	90 MW
CEPS	Tschechien	90 MW	90 MW
MAVIR	Ungarn	37 MW	90 MW
PSE-O	Portugal	163 MW	90 MW
Burstyn Island	Ukraine	9 MW	90 MW
SEPS	Slowakei	34 MW	90 MW
HTSO	Griechenland	57 MW	90 MW
EMS + EPCG	Serbien/Montenegro	42 MW	90 MW
MEPSO	Makedonien	6 MW	90 MW
KESH	Albanien	6 MW	90 MW
NEK	Bulgarien	43 MW	90 MW
Transelectrica	Rumänien	60 MW	90 MW

#### A.4 Referenznetz - AC-Leitungsnummerierungen



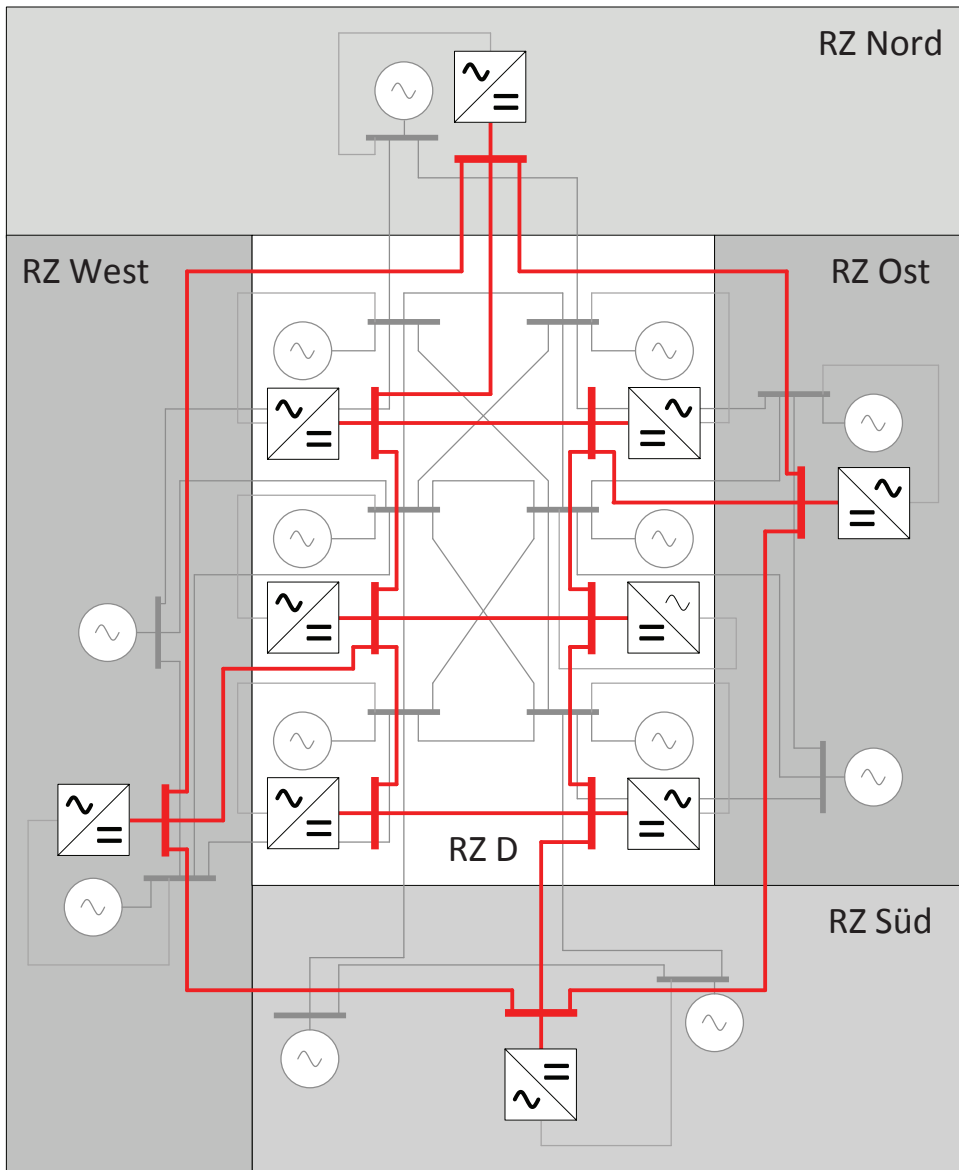
**Abb. A.4** Nummerierung der AC-Leitungen des Referenznetzes

## A.5 Referenznetz - DC-Leitungsnummerierung



**Abb. A.5** Nummerierung der DC-Leitungen des Referenznetzes

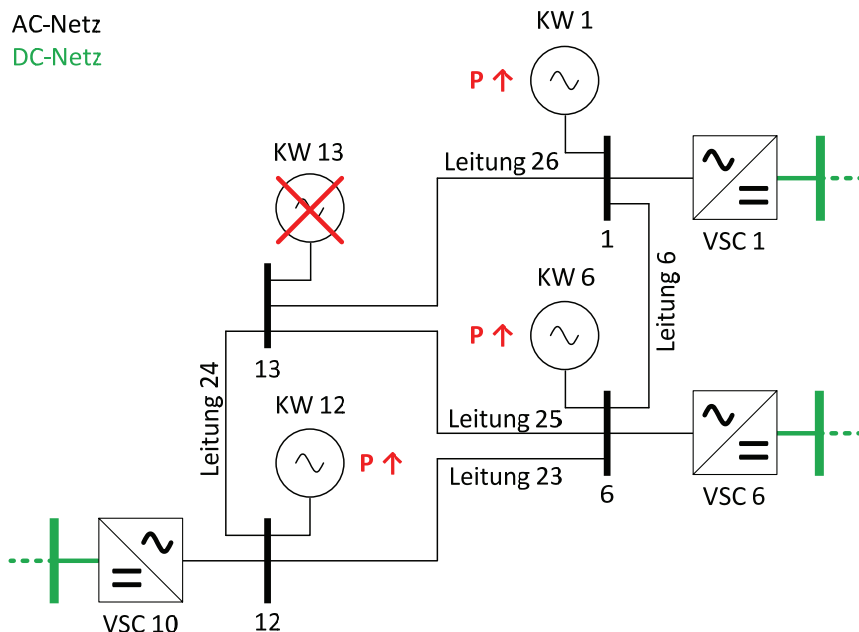
## A.6 Regelzonen des Referenznetzes



**Abb. A.6** Regelzonenunterteilung des Referenznetzes

## A.7 Beispiel für Bilanzierung der Leistungsflüsse an Umrichtern

Die Bilanzierung der Leistungsflüsse an den VSC-Umrichter-knoten erfolgt ausschließlich über die AC-Leitungen die parallel zu DC-Leitungen verlaufen und damit zwei Umrichter-knoten direkt verbinden. Beispielhaft ist hierfür in Abb. A.7 ein Ausschnitt des Overlay-Netzes abgebildet. Knoten 13 ist ausschließlich mit Knoten verbunden, welche über einen Umrichter mit dem DC-Netz verbunden sind und verfügt selbst über keinen direkten Anschluss an das DC-Netz. Tritt nun beispielsweise das Szenario ein, dass das Kraftwerk am Knoten 13 teilweise oder vollständig ausfällt, liefern alle anderen Kraftwerke über die Leitungen 24, 25 und 26 Regelleistung. Da am Knoten 13 kein Umrichter angeschlossen ist, müssten die Umrichter VSC 1, 6 und 10 während dieser Störung mehr Leistung aus dem DC-Netz ausspeisen, damit diese Leistung über das AC-Netz zum Knoten 13 fließen kann. Würden die Leistungsflüsse über die drei genannten Leitungen in die Leistungsbilanzen der Umrichter mit aufgenommen, ergäbe sich aus den Leistungsbilanzen, dass die drei Umrichter VSC 1, 6 und 10 mehr Leistung in das DC-Netz einspeisen. Deshalb dürfen für einen korrekten Betrieb für die Leistungsbilanzierung an den Umrichtern nur AC-Leistungsflüsse berücksichtigt werden, die zwei Umrichter-knoten direkt verbinden.



**Abb. A.7** Ausschnitt Referenznetz – Bilanzierung der Leistungsflüsse an Umrichtern

## A.8 Eigenwerte des ungestörten Systems

Die Eigenwerte, die durch numerische Ungenauigkeiten einen sehr kleinen positiven Realteil aufweisen, sind in den nachfolgenden Tabellen Tab. A.2 und Tab. A.3 grau unterlegt.

### A.8.1 Mit HGÜ-Overlay-Netz

**Tab. A.2** Eigenwerte des ungestörten Systems mit HGÜ-Overlay-Netz

Nr.	Re( $\lambda$ )	Im( $\lambda$ )	Genauigkeit (Eigenwertberechnung)
1	-1,3870E+03	0,0000E+00	2,2737E-13
2	-1,1100E+03	0,0000E+00	2,2737E-13
3	-7,7670E+02	0,0000E+00	1,1369E-13
4	-5,7125E+02	0,0000E+00	1,1369E-13
5	-4,6950E+02	0,0000E+00	5,6843E-14
6	-3,1071E+02	0,0000E+00	5,6843E-14
7	-2,5901E+02	0,0000E+00	5,6843E-14
8	-1,6747E+02	0,0000E+00	2,8422E-14
9	-1,1749E+02	0,0000E+00	1,4211E-14
10	-2,1472E+01	0,0000E+00	3,5527E-15
11	-2,0000E+00	0,0000E+00	4,4409E-16
12	-2,0000E+00	0,0000E+00	4,4409E-16
13	-2,0000E+00	0,0000E+00	4,4409E-16
14	-2,0000E+00	0,0000E+00	4,4409E-16
15	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
16	-2,0000E+00	0,0000E+00	4,4409E-16
17	-2,0000E+00	0,0000E+00	4,4409E-16
18	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
19	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
20	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
21	-2,0000E+00	0,0000E+00	4,4409E-16
22	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
23	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
24	-1,9648E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
25	-1,9648E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
26	-1,9646E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
27	-1,9645E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
28	-1,9644E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
29	-1,9643E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
30	-1,9642E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
31	-1,9641E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
32	-1,8553E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
33	-1,8550E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
34	-1,8550E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
35	-1,8549E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
36	-1,8547E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
37	-2,5338E-01	0,0000E+00	5,5511E-17

Nr.	Re( $\lambda$ )	Im( $\lambda$ )	Genauigkeit (Eigenwertberechnung)
38	-2,1481E-01	0,0000E+00	2,7756E-17
39	-1,9269E-01	0,0000E+00	2,7756E-17
40	-1,6387E-01	0,0000E+00	2,7756E-17
41	-1,1764E-01	2,3958E-01	5,5511E-17
42	-1,1764E-01	-2,3958E-01	5,5511E-17
43	-1,1761E-01	2,3461E-01	5,5511E-17
44	-1,1761E-01	-2,3461E-01	5,5511E-17
45	-1,1761E-01	2,7030E-01	5,5511E-17
46	-1,1761E-01	-2,7030E-01	5,5511E-17
47	-1,1759E-01	2,7830E-01	5,5511E-17
48	-1,1759E-01	-2,7830E-01	5,5511E-17
49	-1,1743E-01	1,9673E-01	2,7756E-17
50	-1,1743E-01	-1,9673E-01	2,7756E-17
51	-1,1721E-01	9,9598E-02	2,7756E-17
52	-1,1721E-01	-9,9598E-02	2,7756E-17
53	-1,1700E-01	1,4012E-01	2,7756E-17
54	-1,1700E-01	-1,4012E-01	2,7756E-17
55	-1,1692E-01	1,6327E-01	2,7756E-17
56	-1,1692E-01	-1,6327E-01	2,7756E-17
57	-1,1648E-01	1,1997E-01	2,7756E-17
58	-1,1648E-01	-1,1997E-01	2,7756E-17
59	-1,1473E-01	0,0000E+00	1,3878E-17
60	-9,1889E-02	0,0000E+00	1,3878E-17
61	-9,1189E-02	5,3070E-02	1,3878E-17
62	-9,1189E-02	-5,3070E-02	1,3878E-17
63	-7,6381E-02	3,3924E-02	1,3878E-17
64	-7,6381E-02	-3,3924E-02	1,3878E-17
65	-6,5609E-02	5,2745E-03	1,3878E-17
66	-6,5609E-02	-5,2745E-03	1,3878E-17
67	-8,8006E-15	7,0300E-15	0,0000E+00
68	-8,8006E-15	-7,0300E-15	0,0000E+00
69	-2,2722E-15	3,1818E-15	0,0000E+00
70	-2,2722E-15	-3,1818E-15	0,0000E+00
71	-5,8307E-16	0,0000E+00	0,0000E+00
72	-3,5010E-16	6,8067E-16	0,0000E+00
73	-3,5010E-16	-6,8067E-16	0,0000E+00
74	-4,1623E-17	0,0000E+00	0,0000E+00
75	4,5210E-16	0,0000E+00	0,0000E+00
76	3,5551E-15	0,0000E+00	0,0000E+00
77	2,6413E-14	9,2956E-15	0,0000E+00
78	2,6413E-14	-9,2956E-15	0,0000E+00
79	3,1463E-14	4,6978E-15	0,0000E+00
80	3,1463E-14	-4,6978E-15	0,0000E+00



## A.8.2 Ohne HGÜ-Overlay-Netz

**Tab. A.3** Eigenwerte des ungestörten Systems ohne HGÜ-Overlay-Netz

Nr.	Re( $\lambda$ )	Im( $\lambda$ )	Genauigkeit (Eigenwertberechnung)
1	-2,0000E+00	0,0000E+00	4,4409E-16
2	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
3	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
4	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
5	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
6	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
7	-2,0000E+00	0,0000E+00	4,4409E-16
8	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
9	-2,0000E+00	0,0000E+00	4,4409E-16
10	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
11	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
12	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
13	-2,0000E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
14	-1,9644E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
15	-1,9643E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
16	-1,9643E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
17	-1,9642E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
18	-1,9642E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
19	-1,9641E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
20	-1,9641E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
21	-1,9641E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
22	-1,8551E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
23	-1,8549E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
24	-1,8549E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
25	-1,8548E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
26	-1,8547E+00	0,0000E+00	2,2204E-16
27	-2,5338E-01	0,0000E+00	5,5511E-17
28	-2,3141E-01	0,0000E+00	2,7756E-17
29	-2,2240E-01	0,0000E+00	2,7756E-17
30	-2,1344E-01	0,0000E+00	2,7756E-17
31	-1,3571E-01	0,0000E+00	2,7756E-17
32	-1,1777E-01	1,6897E-01	2,7756E-17
33	-1,1777E-01	-1,6897E-01	2,7756E-17
34	-1,1774E-01	1,7684E-01	2,7756E-17
35	-1,1774E-01	-1,7684E-01	2,7756E-17
36	-1,1766E-01	1,6200E-01	2,7756E-17
37	-1,1766E-01	-1,6200E-01	2,7756E-17
38	-1,1752E-01	1,3836E-01	2,7756E-17
39	-1,1752E-01	-1,3836E-01	2,7756E-17
40	-1,1676E-01	1,0585E-01	2,7756E-17
41	-1,1676E-01	-1,0585E-01	2,7756E-17
42	-1,1648E-01	1,2228E-01	2,7756E-17

---

<b>Nr.</b>	<b>Re(<math>\lambda</math>)</b>	<b>Im(<math>\lambda</math>)</b>	<b>Genauigkeit</b> (Eigenwertberechnung)
43	-1,1648E-01	-1,2228E-01	2,7756E-17
44	-1,1579E-01	7,1471E-02	2,7756E-17
45	-1,1579E-01	-7,1471E-02	2,7756E-17
46	-1,1350E-01	9,0271E-02	2,7756E-17
47	-1,1350E-01	-9,0271E-02	2,7756E-17
48	-1,1006E-01	6,0701E-02	2,7756E-17
49	-1,1006E-01	-6,0701E-02	2,7756E-17
50	-9,6309E-02	0,0000E+00	1,3878E-17
51	-9,1889E-02	0,0000E+00	1,3878E-17
52	-8,6238E-02	0,0000E+00	1,3878E-17
53	-6,5852E-02	1,3405E-02	1,3878E-17
54	-6,5852E-02	-1,3405E-02	1,3878E-17
55	-3,9221E-02	0,0000E+00	6,9389E-18
56	-2,3580E-02	0,0000E+00	3,4694E-18
57	-4,1732E-16	0,0000E+00	0,0000E+00
58	-4,0512E-16	0,0000E+00	0,0000E+00
59	-3,8500E-16	0,0000E+00	0,0000E+00
60	-3,2469E-16	0,0000E+00	0,0000E+00
61	-2,5945E-16	0,0000E+00	0,0000E+00
62	-6,3394E-17	0,0000E+00	0,0000E+00
63	2,0795E-17	1,3142E-16	0,0000E+00
64	2,0795E-17	-1,3142E-16	0,0000E+00
65	4,2158E-17	0,0000E+00	0,0000E+00
66	1,6073E-16	0,0000E+00	0,0000E+00
67	2,9484E-16	0,0000E+00	0,0000E+00
68	3,1299E-16	0,0000E+00	0,0000E+00
69	3,1895E-16	0,0000E+00	0,0000E+00
70	3,2714E-16	0,0000E+00	0,0000E+00

## Begriffs- & Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselspannung
ACE	Area Control Error
ATSOI	Association of TSOs in Ireland
BALTSO	Baltic Transmission System Operators
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BnetzA	Bundesnetzagentur
DC	Gleichspannung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energie-Wirtschafts-Gesetz
ETSO	European Transmission System Operators
EU	Europäische Union
GIL	Gasisolierte Leitungen
GPS	Global Positioning System
HDÜ	Hochspannungsdrehstromübertragung
HEO	Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HoBa	Horizontaler Belastungsausgleich
HVDC	High Voltage Direct Current
KW	Kraftwerk
LCC	Line Commutated Converter
LF	Leistungsfluss
LFR	Leistungsflussregler
LTI-System	Linear-Time-Invariant-System (lineare, zeitinvariante, zeitkontinuierliche Systeme)
MTDC	Multiterminal High Voltage Direct Current
NORDEL	Skandinavische ÜNBs
NRV	Netzregeverbund
p.u.	Per Unit (bezogene Größen)
P-f-Regelung	Leistungs-Frequenz-Regelung
PMU	Phasor Measurement Unit

RL- Leistungsflüsse	Regelleistungsleistungsflüsse
RZ	Regelzone
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SR	Sekundärregeler
SRL	Sekundärregelleistung
TRM	Transfer Reliability Margin
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
UCTE-OH	UCTE-Operation Handbook
UKTSOA	United Kingdom TSO association
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter
WAMS	Wide Area Measurement System
Referenznetz	Elektroenergieübertragungsnetz, an dem vergleichende Analysen durchgeführt werden
Bilanzkreis	Energieeinspeise- und entnahmestellen müssen einem Bilanzkreis zugeordnet sein; in einer Regelzone liegen in der Regel 100-200 Stück, sie können nicht 2 Regelzonen zugeordnet sein [12]
Bilanzkreisverantwortlicherher	Wird vom Bilanzkreis gestellt und stellt die Deckung der Last durch entsprechende Strombeschaffungen aus dem eigenen oder fremden Bilanzkreisen sicher [12]
Day-Ahead-Congestion Forecast	Vorhersage der Leistungsflüsse des Folgetages unter Einbeziehung der Prognostizierten Lasten und Einspeisungen
Intradaymarkt	Handel mit kurzfristigen Stromlieferungen (wenige Stunden), Dauer der Lieferungen: ¼ h bis Stunden, hauptsächlich zum Bilanzkreisausgleich [11]
Isochroner Regler	Hält die Rotationsgeschwindigkeit eines einzelnen Generators konstant [15]
Merit-Order-Liste	Geordnete Liste der Gestehungskosten verschiedener Elektroenergieerzeugungsanlagen
Optimal-Power-Flow	Optimale Leistungsflussberechnung: Minimiert die vorgegebene Zielfunktion. Oft werden Erzeugungskosten und Übertragungsverluste minimiert
Overlay-Netz	Elektroenergieübertragungsnetz, welches dem bestehenden Netz mit einer höheren Spannungsebene überlagert wird.

---

Slack(-Knoten)	Dient zum Ausgleich der Leistungsbilanz z.B. innerhalb einer Leistungsflussberechnung (rechnerisch) oder innerhalb eines DC-Netzwerks (real)
Spotmarkt	Handel mit Stromlieferungen meist für den Folgetag, Dauer der Lieferungen: Stunden bis Tage [11]
Unbundling (Entflechtung)	Gesetzlich vorgeschriebene Trennung von Elektroenergieerzeugung, -übertragung und -verteilung in separaten Unternehmen

## Formelverzeichnis

$\Delta f$	Frequenzabweichung vom Nennwert $f_0 = 50$ Hz
$\ddot{\delta}_e$	Winkelbeschleunigung des Generators
$\omega_{0e}$	Nennwert der Generatorwinkelgeschwindigkeit
$p_m$	Mechanische Leistung (p.u.)
$T_A$	Anlaufzeitkonstante des Generators
$p_e$	Elektrische Leistung (p.u.)
$p_d$	Dämpfungsleistung (p.u.)
$k_D$	Dämpfungskonstante
$\Delta\omega$	Winkelgeschwindigkeitsabweichung
$x$	Zustandsvektor
$A$	Systemmatrix (Dynamikmatrix)
$B$	Eingangsmatrix
$C$	Ausgangsmatrix
$D$	Durchgriffsmatrix
$u$	Eingangsvektor
$y$	Ausgangsvektor
$J$	Jordan'sche Normalform der Systemmatrix
$T$	Transformationsmatrix zur Transformation der Systemmatrix auf die Jordan'sche Normalform
$\Delta f_2$	Durch Störung hervorgerufene Frequenzabweichung vom vorherigen quasistationären Frequenzwert
$\Delta P$	Leistungsänderung
$\Delta P_A$	Abweichung von der geforderten Austauschleistung zwischen Regelzonen
$\Delta\delta$ ( $\Delta\delta_{ij}$ )	Winkeldifferenz auf einer Leitung (zwischen den Knoten $i$ und $j$ )
$1/R$	Statik
$d$	Maximale Frequenzabweichung, die keine Aktivierung der P-f-Regelung fordert
$E_{RZ}$	Jahresenergieverbrauch einer Regelzone
$E_{UCTE}$	Jahresenergieverbrauch des gesamten UCTE-Verbundnetzes
$f$	Frequenz

$f_{\text{dyn,max}}$	Maximal zulässige dynamische Frequenzabweichung
$f_{\text{ist}}$	Ist-Frequenz
$f_{\text{soll}}, f_0$	Soll-Frequenz, Nennfrequenz ( $f_0 = 50 \text{ Hz}$ )
$f_{\text{stat}}$	Maximal zulässige statische Frequenzabweichung nach Abschluss der Primärregelung
$H$	„Trompetenkurve“ (Einhüllende der Frequenzabweichung)
$k_{\text{KW}}$	Kraftwerksstatik
$k_{\text{Last}}$	Laststatik
$k_{\text{N}}, k_{\text{RZ}}$	Netzkennzahl, Statik der Regelzone
$P$	Leistung
$P_{\text{e}}$	Elektrische Leistung (physikalische Größen)
$P_{ij}$	Übertragungsleistung einer AC-Leitung zwischen den Knoten $i$ und $j$ (p.u.)
$P_{\text{ist}}$	Ist-Leistung eines VSC-Umrichters
$P_{\text{m}}$	Mechanische Leistung (physikalische Größen)
$P_{\text{soll}}$	Soll-Leistung eines VSC-Umrichters
$R$	Ohm'scher Widerstand
$t$	Zeit
$T_{\text{G}}$	Generatorzeitkonstante
$U$	Spannung
$u_i$	AC-Spannungen an dem Knoten $i$ (p.u.)
$U_{\text{max}}$	Minimal zulässige Spannung im DC-Netzwerk
$U_{\text{max}}^{\text{c}}$	Obere Spannungsgrenze am DC-Knoten, ab der die Umrichterleistung verkleinert wird
$U_{\text{min}}$	Maximal zulässige Spannung im DC-Netzwerk
$U_{\text{min}}^{\text{c}}$	Untere Spannungsgrenze am DC-Knoten, ab der die Umrichterleistung vergrößert wird
$X$	Reaktanz
$x_{ij}$	Impedanz der AC-Leitung zwischen den Knoten $i$ und $j$
$\lambda$	Eigenwert

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1	Energiebeschaffung auf Übertragungsnetzebene.....	5
Abb. 2.3	Grundzusammenhang P-f-Regelung.....	7
Abb. 2.4	Tägliche Anzahl der marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 EnWG der <i>TenneT TSO GmbH</i> im Zeitraum vom 01.01.2011 bis 30.06.2011 [17].....	8
Abb. 2.5	Tägliche Gesamtdauer der marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 EnWG der <i>TenneT TSO GmbH</i> im Zeitraum vom 01.01.2011 bis 30.06.2011 [17] .....	8
Abb. 2.6	Zusammenhang der P-f-Regelungsstufen [19].....	9
Abb. 2.7	Zulässige dynamische und quasistationäre Frequenzabweichung nach [19] .....	11
Abb. 2.8	Blockschaltbild Primärregler [15].....	11
Abb. 2.9	„Trompetenkurve“ [19].....	13
Abb. 2.10	Hüllkurvenschaar – Trompetenkurve [19].....	13
Abb. 2.11	Netzregelverbund [22] .....	16
Abb. 2.12	Merit-Order-Kurve für die konventionellen deutschen Kraftwerke (2008) [24].....	18
Abb. 2.14	Slack-Umrichter-Charakteristik [37] .....	24
Abb. 2.15	Umrichtercharakteristika [40] .....	25
Abb. 2.16	Umrichtercharakteristik [42] .....	25
Abb. 2.17	<i>Voltage-Margin-</i> und <i>Voltage-Droop-Control</i> in einem DC-Netzwerk [34] .....	26
Abb. 2.18	P-f-Regelkonzept (LCC) [44].....	27
Abb. 2.19	Frequenzverlauf [45] .....	28
Abb. 2.20	Unterstützung der P-f-Regelung (Algorithmus) [45] .....	28
Abb. 2.21	Frequenzabweichung nach Störung ohne (links) und mit (rechts) MTDC [46] .....	29
Abb. 2.22	P-f-Regelkonzept (MTDC, Telekommunikation) [46] .....	29
Abb. 2.23	P-f-Regelung (MTDC, <i>Voltage-Droop-Control</i> ) – I [47] .....	29
Abb. 2.24	P-f-Regelung (MTDC, <i>Voltage-Droop-Control</i> ) – II [43] .....	30
Abb. 2.25	Mitglieder-ÜNBS bei <i>Coreso</i> [48] .....	32
Abb. 3.1	HGÜ-Kennlinienverfahren.....	35
Abb. 3.2	Funktionsweise WAMS beispielhaft für 6 PMU-Messpunkte .....	37
Abb. 3.3	Betriebsführungsverfahren eines HGÜ-Netzwerks bzgl. P-f-Regelung .....	38
Abb. 3.4	WAMS als Bestandteil der Netzleittechnik.....	40
Abb. 4.1	Referenznetz (links: 400-kV-Netz, rechts: mit Overlay-Netz) .....	43
Abb. 4.2	<i>Szenario 1: Kraftwerksausfall KW 6</i> – Erzeugungsleistungen .....	50
Abb. 4.3	<i>Szenario 1: Kraftwerksausfall KW 6</i> – Erzeugungsleistung von KW 12.....	50
Abb. 4.4	<i>Szenario 1: Kraftwerksausfall KW 6</i> – Umrichterleistungen .....	51



Abb. 4.5	<i>Szenario 1: Kraftwerksausfall KW 6 – Frequenzabweichungen</i> .....	51
Abb. 4.6	<i>Szenario 2: Partieller Umrichter ausfall VSC 2 – Umrichterleistungen</i> .....	53
Abb. 4.7	<i>Szenario 2: Partieller Umrichter ausfall VSC 2 – AC- Übertragungsleistungen</i> .....	53
Abb. 4.8	<i>Szenario 2: Partieller Umrichter ausfall VSC 2 – Frequenzabweichungen</i> ..	54
Abb. 4.9	<i>Szenario 3: Ausfall DC-Leitung 2 – Neuverteilung der Leistungsflüsse</i> .....	55
Abb. 4.10	<i>Szenario 4: Ausfall AC-Leitung 26 zw. Knoten 1 und 13 – Umrichterleistungen</i> .....	56
Abb. 4.11	<i>Szenario 4: Ausfall von AC-Leitung 26 zw. Knoten 1 und 13 – AC- Übertragungsleistungen</i> .....	57
Abb. 4.12	<i>Szenario 4 : Ausfall von AC-Leitung 26 zw. Knoten 1 und 13 – Neuverteilung der Leistungsflüsse (Knoten 1)</i> .....	57
Abb. 4.13	<i>Szenario 4: Ausfall von AC-Leitung 26 zwischen Knoten 1 und 13 – Kraftwerksleistungen</i> .....	58
Abb. 4.14	<i>Szenario 4: Ausfall von AC-Leitung 26 zwischen Knoten 1 und 13 – Frequenzabweichungen</i> .....	58
Abb. 4.15	<i>Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung zwischen KW 4 und 5 – AC-Übertragungsleistungen</i> .....	60
Abb. 4.16	<i>Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung zwischen KW 4 und 5 – Umrichterleistungen</i> .....	60
Abb. 4.17	<i>Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung zwischen KW 4 und 5 – Kraftwerksleistungen</i> .....	61
Abb. 4.18	<i>Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung zwischen KW 4 und 5 – Frequenzabweichung</i> .....	61
Abb. 4.19	<i>Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung zwischen KW 4 und 5 (mit Schrägregler) – AC-Übertragungsleistungen</i> .....	62
Abb. 4.20	<i>Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung (mit Schrägregler) – Umrichterleistungen</i> .....	63
Abb. 4.21	<i>Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung zwischen KW 4 und 5 (mit Schrägregler) – Kraftwerksleistungen</i> .....	63
Abb. 4.22	<i>Szenario 5: Falsche Allokation von Regelleistung zwischen KW 4 und 5 (mit Schrägregler) – Frequenzabweichungen</i> .....	64
Abb. 4.23	<i>Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Ausschnitt Referenznetz</i> .....	65
Abb. 4.24	<i>Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Kraftwerksleistungen</i> .....	66
Abb. 4.25	<i>Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Erzeugungsleistung von KW 2</i> .....	66
Abb. 4.26	<i>Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Erzeugungsleistung von KW 3</i> .....	67

Abb. 4.27	<i>Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Umrichterleistungen</i> .....	67
Abb. 4.28	<i>Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Umrichterleistung von VSC 2</i> .....	68
Abb. 4.29	<i>Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Umrichterleistung von VSC 3</i> .....	68
Abb. 4.30	<i>Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Winkeldifferenzen</i> .....	69
Abb. 4.31	<i>Szenario 6: Overlay- versorgt Inselnetz RZ Ost bei teilweisem Ausfall von KW 8 – Frequenzabweichungen</i> .....	69
Abb. 4.32	<i>Szenario 7: Langzeitstabilität nach Störung – Kraftwerksleistungen</i> .....	70
Abb. 4.33	Vollständiger Ausfall von KW 6 mit (oben) und ohne (unten) HGÜ-Overlay-Netz – Frequenzabweichungen .....	71
Abb. 4.34	Vollständiger Ausfall von KW 6 mit (links) und ohne (rechts) HGÜ-Overlay-Netz – Kraftwerksleistung von KW 12 .....	72
Abb. 4.35	Eigenwerte des ungestörten Systems mit HGÜ-Overlay-Netz.....	75
Abb. 4.36	Eigenwerte um den Koordinatenursprung des ungestörten Systems mit HGÜ-Overlay-Netz.....	75
Abb. 4.37	Eigenwerte des ungestörten Systems ohne HGÜ-Overlay-Netz .....	76
Abb. 4.38	Eigenwerte um den Koordinatenursprung des ungestörten Systems ohne HGÜ-Overlay-Netz.....	76
Abb. 4.39	Eigenwerte nahe der Imaginärachse des gestörten Systems mit HGÜ-Overlay-Netz .....	78
Abb. 4.40	Eigenwerte nahe der Imaginärachse des ungestörten Systems mit HGÜ-Overlay-Netz .....	78
Abb. A.1	Isochroner Regler [15] .....	XIV
Abb. A.2	Primärregler [15] .....	XIV
Abb. A.3	Regionenmodell Stromtransport 2013 (modifiziert von [59]) .....	XV
Abb. A.4	Nummerierung der AC-Leitungen des Referenznetzes .....	XVII
Abb. A.5	Nummerierung der DC-Leitungen des Referenznetzes .....	XVIII
Abb. A.6	Regelzonenunterteilung des Referenznetzes.....	XIX
Abb. A.7	Ausschnitt Referenznetz – Bilanzierung der Leistungsflüsse an Umrichtern .....	XX

## Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1	Funktionsbereiche Systemführung [11] .....	4
Tab. 2.3	Module der Sekundärregelleistungsoptimierung im Netzregelverbund ...	17
Tab. 2.4	Overlay-Netz-Technologien und aktuell maximale Spannungsebene [9], [30], [31].....	22
Tab. 4.1	Lastverteilung – deutsche Knoten des Referenznetzes.....	44
Tab. 4.2	Elektroenergieverbrauch Deutschland und seiner Nachbarländer .....	44
Tab. A.1	Zulässige Überschüsse an Primärregelleistung [25] .....	XVI
Tab. A.2	Eigenwerte des ungestörten Systems mit HGÜ-Overlay-Netz .....	XXI
Tab. A.3	Eigenwerte des ungestörten Systems ohne HGÜ-Overlay-Netz .....	XXIII