

Am 15. und 16. März 2022 fand an der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg der Dresdener Kreis 2022 statt. Traditionell treffen an diesen Tagen Forschergruppen der Universitäten Hannover, Duisburg-Essen, Dresden und Magdeburg zu einer Konferenz zusammen. Der wichtigste Bestandteil der Konferenz ist der Vortragsblock in dem wissenschaftlich Mitarbeitende aller Universitäten einen Einblick in ihre Forschung geben. In diesem Sammelband sind die Paper der entsprechenden wissenschaftlichen Arbeiten zusammengestellt. Darüber hinaus sind weitere Informationen bezüglich des Dresdener Kreises 2022 in Magdeburg zusammengefasst.

## 23. Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung

### Begleitband zum Workshop 2022 in Magdeburg

# Res Electricae Magdeburgenses

Magdeburger Forum zur Elektrotechnik, Jg. 21, Band 96, 2023

<http://www.mafo.ovgu.de/>

## IMPRESSUM

### Herausgeber:

- Prof. Dr.-Ing. Andreas Lindemann, Lehrstuhl für Leistungselektronik, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter, Lehrstuhl für Elektrische Netze und Erneuerbare Energie, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr. rer. nat. Georg Rose, Lehrstuhl für Medizinische Telematik/Medizintechnik, Institut für Medizintechnik
- Prof. Dr.-Ing. Ralf Vick, Lehrstuhl für Elektromagnetische Verträglichkeit, Institut für Medizintechnik

### Gründungsherausgeber:

- Prof. Dr. rer. nat. habil. Jürgen Nitsch
- Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew Antoni Styczynski

alle: Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg  
Postfach 4120, 39016 Magdeburg

### V. i. S. d. P.:

Eric Glende, Marc Gebhardt

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Postfach 4120, 39016 Magdeburg

1. Auflage, Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität, 2023

Auflage: 100

Redaktionsschluss: Juni 2023

ISSN: 1612-2526

ISBN: 978-3-948749-33-0

DOI: 10.24352/UB.OVGU-2023-094

© Copyright 2023 Eric Glende, Marc Gebhardt

Bezug über die Herausgeber

Druck: docupoint GmbH

Otto-von-Guericke-Allee 14, 39179 Barleben



FAKULTÄT FÜR  
ELEKTROTECHNIK UND  
INFORMATIONSTECHNIK



LENA

23. Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung  
Begleitband zum Workshop 2022 in Magdeburg

# Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b>	<b>ii</b>
<b>1 Agenda</b>	<b>iii</b>
<b>2 Gruppenfoto</b>	<b>iii</b>
<b>3 Teilnehmerliste</b>	<b>iv</b>
<b>4 Wissenschaftliche Vorträge</b>	<b>1</b>
4.1 Auswirkungen ungünstig verdrillter Leitungen – Optimierung der Verdrillung während der Planung (Carlo Liebermann) . . . . .	1
4.2 Forecast Model of a Photovoltaic plant based on Machine Learning methods (Marta Sophia Potyka) . . . . .	7
4.3 Flexible parameterizable grid-forming converter control based on Direct Voltage Control (Mahshid Maherani) . . . . .	12
4.4 Systemtechnische Aspekte während des Kohleausstiegs – Relevanz, Dringlichkeit und Schlussfolgerungen für begleitende Analysen (Carsten Graeve und Marc Woerstefeld) . . . . .	18
4.5 Bestimmung der maximal zulässigen Wirkleistungssteigerungen in exemplarischen vorstädtischen Netzstrukturen (Manuel Wingenfelder) . . . . .	24
4.6 Kommunikationslose Sekundärregelung mit netzbildenden Umrichtern für den Inselnetzbetrieb (Iwo Bekker) . . . . .	29
4.7 Deterministic Frequency Deviations – System Impact from Pumped Storage and countermeasures (Christoph Leugers) . . . . .	35
4.8 Application of graph theory for automation network recovery (Artem Kasthanov) . . . . .	43

# Vorwort

Im Jahr 2022 war die Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg Ausrichter des alljährlichen Treffens des „Dresdener Kreis“. Vom 15. bis zum 16. März nahmen neben dem LENA (Lehrstuhl für Elektrische Netze und Erneuerbare Energie) auch Mitarbeitende der Universitäten Dresden, Hannover und Duisburg-Essen am Doktorandenseminar teil.

Das Treffen begann am Dienstag mit einem Mittagsbuffet vor dem Hörsaal 1 der Universität Magdeburg. Im Anschluss gab es dann acht interessante Vorträge mit zwei Rednern je Universität. Die Vorträge dienen dazu, die eigene Forschung vorzustellen und in anschließenden Diskussionen Anregungen für das weitere Vorgehen zu erhalten. Denn Forschung lebt vom Austausch und anderen Sichtweisen. Der Tag endete bei einem gemeinsamen Abendessen im Restaurant M2 in der Magdeburger Innenstadt.

Eine Exkursion, wie es traditionell der Fall ist, konnte nicht unternommen werden, da es noch immer Restriktionen aufgrund von COVID-19 gab. Dennoch hat sich das LENA etwas einfallen lassen. So ging es, wie auch schon im Jahr 2018 in Magdeburg, wieder in eine Leitwarte. Doch diesmal nicht die historische im Umspannwerk Wolmirstedt, sondern die Leitwarte des Lehrstuhls. Dort gab es dann die „LENA-Challenge“, in der Dreierteams gegeneinander das Stromnetz in der Leitwarte möglichst lange optimal führen sollten. Der abwechslungsreiche Wettkampf brachte die in Tabelle 1 aufgelisteten Ergebnisse hervor. Nach einem gemeinsamen Mittagessen in der Mensa wurden alle Teilnehmenden verabschiedet und alle freuen sich auf den kommenden Dresdener Kreis, der von der Universität Hannover organisiert wird.

Tabelle 1: Punktestände der LENA-Challenge

Teamname	Punkte
Pi = 3	24837
404 Name not Found	24427
Die Netzretter	24321
BeESt	22189
State BeEStrider	21748
Schwarze Pumpe	17434

Wir danken unserem Sponsor Michael Kranhold von der 50Hertz Transmission GmbH für die Unterstützung der Veranstaltung.

# 1 Agenda

Datum	Zeit	Tagesordnungspunkt	Ort
15.03.	12:00 Uhr	Mittagsimbiss	Gebäude 26, Foyer
	13:00 Uhr	Vorträge	Gebäude 26, Hörsaal 1
	18:00 Uhr	Einchecken im Hotel	Ibis Styles Magdeburg
	19:30 Uhr	Gemeinsames Abendessen	Restaurant M2
16.03.	10:00 Uhr	LENA-Challenge	G09 Raum 103 / Raum 211
	12:00 Uhr	Gemeinsames Mittagessen	Mensa der Universität

# 2 Gruppenfoto



Abbildung 2.1: Gruppenfoto

### 3 Teilnehmerliste

Name	Universität	Name	Universität/ Unternehmen
Hofmann, Lutz	Hannover	Schegner, Peter	Dresden
Becker, Iwo	Hannover	Liebermann, Carlo	Dresden
Reus, Lucas	Hannover	Potyka, Marta	Dresden
Wingfelder, Manuel	Hannover	Jäschke, Christian	Dresden
Schütte, Nico	Hannover	Herrmann, Ricardo	Dresden
Wieckhorst, Lukas	Hannover	Nilges, Matthias	Dresden
Frank, Daniela	Hannover	Bauer, Hartmut	Dresden
Majumdar, Neelopat	Hannover	Quispe, Juan-Carlos	Dresden
Herrmann, Michael	Hannover	Vennegeerts, Hendrik	Duisburg-Essen
Wolter, Martin	Magdeburg	Maherani, Mahshid	Duisburg-Essen
Klabunde, Christian	Magdeburg	Wöstefeld, Marc	Duisburg-Essen
Gebhardt, Marc	Magdeburg	Graeve, Carsten	Duisburg-Essen
Fontoura, Leonardo	Magdeburg	Sheawarega, Fekadu	Duisburg-Essen
Helm, Sebastian	Magdeburg	Nitsch, Dorothee	Duisburg-Essen
Hauer, Ines	Magdeburg	Shamim, Yasir	Duisburg-Essen
Fritsch, Martin	Magdeburg	Sager, Bader	Duisburg-Essen
Kashtanov, Artem	Magdeburg	Kranhold, Michael	50Hertz Transmission
Woldu, Tahaguas	Magdeburg		

# Auswirkungen ungünstig verdrillter Leitungen – Optimierung der Verdrillung während der Planung

Carlo Liebermann  
Technische Universität Dresden  
carlo.liebermann@tu-dresden.de

Peter Schegner  
Technische Universität Dresden  
peter.schegner@tu-dresden.de

**Kurzfassung**—Die korrekte Verdrillung von Freileitungen ist für den optimalen Betrieb von entscheidender Bedeutung. Oftmals wird die Leiterfolge in einem späten Planungsschritt festgelegt. Da in diesem Planungsschritt die Masttypen und deren Standorte feststehen, besteht die Gefahr die Verdrillung nicht optimal auszuliegen. Ungünstig verdrillte Leitungen führen unter anderem zu unsymmetrischen Strömen und Spannungen an Netzverknüpfungspunkten und können eine erhöhte Feldbelastung im unmittelbaren Bereich der Leitung zur Folge haben. Die korrekte Auslegung der Verdrillung sollte deshalb parallel zur Festlegung der Maststandorte erfolgen und in einem frühen Planungsschritt berücksichtigt werden. Auswirkungen ungünstig verdrillter Leitungen werden hinsichtlich der elektrischen Unsymmetrie vorgestellt. Zudem wird ein Modellierungsansatz erläutert, welcher die Festlegung der Verdrillung während der Planungsphase beinhaltet. Dabei werden die Vorteile gegenüber konventionellen Planungsverfahren aufgezeigt.

**Index Terms**—Freileitung, Verdrillung, Unsymmetrie, elektrisches Feld, magnetisches Feld, Trassenplanung, BIM, Korfin

## I. EINLEITUNG

ZUR Übertragung elektrischer Energie werden Drehstrom-Freileitungen erstmalig im Jahr 1891 eingesetzt. Damit zählt das Betriebsmittel Freileitung zu einem der ältesten Betriebsmittel in der Energieversorgung. Freileitungen haben sich durch den langjährigen Einsatz bewährt.

Mit dem Ziel die Emission der Treibhausgase zu senken, wird zukünftig vermehrt auf erneuerbare (CO<sub>2</sub> – arme) Energieerzeugung gesetzt. Im Zuge dessen wächst die regenerative verbraucherferne Erzeugerleistung stetig an. Dies hat zur Folge, dass das bestehende Energieversorgungsnetz nach und nach an seine Belastungsgrenzen stößt. Um die Versorgungszuverlässigkeit gewährleisten zu können, muss das bestehende Netz an den erhöhten Energietransport angepasst werden. Mit dem damit verbundenen Netzausbau werden neue Trassen geplant sowie bestehende Trassen verstärkt. Es ergeben sich mitunter komplexe Leitungsstrukturen, welche aufwendig geplant und in den kommenden Jahren errichtet werden müssen. Der damit verbundene Planungsaufwand lässt sich anhand des in [1] geschriebenen Bedarfs von 500 km AC-Neubau sowie 3700 km AC-Netzverstärkung bis zum Jahr 2035 begründen.

Konventionelle Planungsansätze beinhalten nach dem Stand der Technik die vereinfachte Berechnung von elektrischen Parametern für den symmetrischen Betrieb von Leitungen. Detaillierte Berechnungen bei einem unsymmetrischen Betrieb werden, während der Planungsphase, momentan nicht durchgeführt.

Mit einem neuen Planungsansatz, welcher auf die Methode des „Building Information Modelling“ (BIM) als vernetztes Gesamtmodell zurückgreift, werden zukünftig derartige Berechnungen möglich. Wesentlicher Vorteil des Modellierungsansatzes ist es, dass auch Einflussparameter, wie parallele Leitungen und Rohre, wie z.B. Pipelines, die Bodenbeschaffenheit, der Baugrund und Gewässer bei der Modellbildung berücksichtigt werden. Damit besteht die Möglichkeit eventuell auftretende Probleme im späteren Betrieb frühzeitig zu erkennen und entsprechende Gegenmaßnahmen schon vor dem Bau und der Inbetriebnahme der Leitung zu ergreifen.

## II. UNSYMMETRIE ELEKTRISCHER BETRIEBSMITTEL

### A. Entstehung elektrischer Unsymmetrie

Bei der Entstehung elektrischer Unsymmetrie wird in verbraucherseitig und netzseitig verursachte Unsymmetrie unterschieden. Verbraucherseitig verursachte Unsymmetrie umfasst die Wirkung von unsymmetrisch angeschlossenen Lasten an einen Netzverknüpfungspunkt. Damit eine maximal zulässige Unsymmetrie nicht überschritten wird, ist der Anschluss dieser Lasten in technischen Anschlussbedingungen, wie beispielsweise [2] und [3] geregelt.

Für die Einhaltung der Spannungsqualität und der damit netzseitig verursachten Unsymmetrie sind die Netzbetreiber zuständig. Die netzseitig verursachte Unsymmetrie wird durch nicht symmetrische Betriebsmittel, wie nicht oder ungünstig verdrillte Leitungen, verursacht. Dabei ist der maximal zulässige Wert der Unsymmetrie beispielsweise in [4] und [5] für unterschiedliche Spannungsebenen festgelegt, wobei Grenzwerte und Spannungsebenen nicht einheitlich definiert sind.

### B. Definitionen der elektrischen Unsymmetrie

Im überwiegenden Teil der Regelwerke [2], [4] und [5] wird der Quotient aus Gegensystem-Spannung, bezogen auf das Mitsystem zur der Bewertung der Unsymmetrie herangezogen. In [3] wird Symmetrie als der Zustand definiert, in dem die Winkel zwischen den Quellspannungen gleicher Amplitude 120 ° betragen. Dies lässt auch die Beurteilung mit anderen Bewertungskriterien zu.

#### 1) Bewertung im natürlichen System

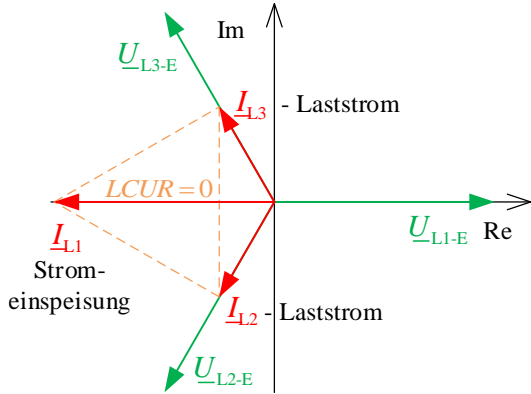
Die Bewertung der Unsymmetrie im natürlichen System erfolgt z.B. nach dem *PVUR* (Phase Voltage Unbalance Ratio) und dem *LVUR* (Line Voltage Unbalance Ratio) [6]. Dabei wird die maximale Abweichung der Amplituden von Leiter-Erde-Spannung bzw. der verketteten Spannung auf den jeweiligen Mittelwert bezogen und prozentual angegeben.



$$\frac{PVUR}{100\%} = \frac{\max\left(\left|U_{Li-E} - \frac{1}{3} \cdot \sum_{i=1}^3 U_{Li-E}\right|\right)}{\frac{1}{3} \cdot \sum_{i=1}^3 U_{Li-E}} \quad (1)$$

$$\frac{LVUR}{100\%} = \frac{\max\left(\left|U_{Li-Lj} - \frac{1}{3} \cdot \sum_{i=1}^3 U_{Li-Lj}\right|\right)}{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^3 U_{Li-Lj}} \quad (2)$$

Die Bewertungsparameter lassen sich auch auf Ströme übertragen ( $PCUR$  bzw.  $LCUR$ ), haben aber den Nachteil, dass Systemzustände auch als ideal symmetrisch bewertet werden, wenn der Winkel zwischen den Spannungen nicht  $120^\circ$  beträgt. So kann der Parameter  $LCUR$  eine ideale Symmetrie bei einer einphasigen Einspeisung anzeigen (Vgl. Bild 1).



**Bild 1: Unsymmetrisches Drehstromsystem,  $LCUR$ -Parameter**

### 2) Bewertung in symmetrischen Komponenten

Die Bewertung der Unsymmetrie in symmetrischen Komponenten beruht auf der Idee, dass die Nebensysteme (Gegen- und Nullsystem) nur im unsymmetrischen Fall auftreten. Da die Mitkomponente den symmetrischen Fall beschreibt, wird bei der Bewertung mit symmetrischen Komponenten der jeweilige Anteil von Gegen- bzw. Nullkomponenten auf die Mitkomponente bezogen, wobei die Bewertung für Ströme und Spannungen möglich ist. Es ist dabei sinnvoll, Leiter-Erde-Spannungen und Leiterströme in die Berechnung einzubeziehen. Für die Bewertung der Spannungen werden folgende Parameter ( $CVUF$  - Complex Voltage Unbalance Factor) definiert:

- Komplexe Gegensystem-Spannungsunsymmetrie  $CVUF_2$ :

$$\frac{CVUF_2}{100\%} = \frac{U_{L1-E} + U_{L2-E} \cdot \underline{a}^2 + U_{L3-E} \cdot \underline{a}}{U_{L1-E} + U_{L2-E} \cdot \underline{a} + U_{L3-E} \cdot \underline{a}^2} \quad (3)$$

- Komplexe Nullsystem-Spannungsunsymmetrie  $CVUF_0$ :

$$\frac{CVUF_0}{100\%} = \frac{U_{L1-E} + U_{L2-E} + U_{L3-E}}{U_{L1-E} + U_{L2-E} \cdot \underline{a} + U_{L3-E} \cdot \underline{a}^2} \quad (4)$$

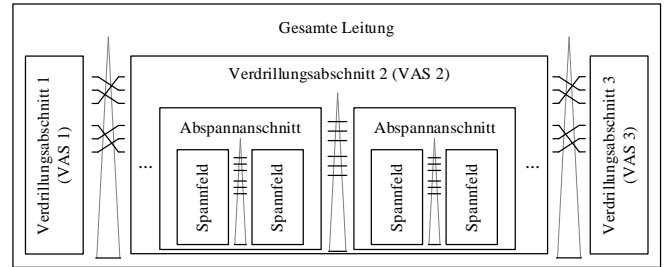
Die Transformation der Leiterströme in das Modalsystem der symmetrischen Komponenten erfolgt in gleicher Weise. Die Parameter werden in diesem Fall mit  $CCUF$  (Complex Current Unbalance Factor) bezeichnet.

Damit lassen sich die in [4] und [5] geschriebenen Maximalwerte anhand konkreter Leitungsbeispiele untersuchen. In den Regelwerken wird jedoch allein der Betrag der auf das Mitsystem bezogenen Gegensystem-Komponente am Verknüpfungspunkt bewertet, weshalb eine Betragsbildung von (6) erfolgen muss. Es ergibt sich der  $VUF_2$  (Voltage Unbalance Factor).

$$|CVUF_2| = VUF_2 \quad (5)$$

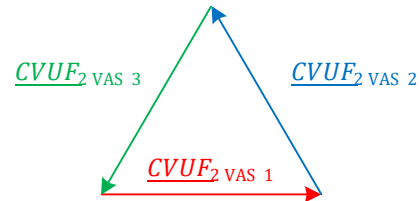
### 3) Bestimmung des Symmetrieverlaufs

Durch (6) kann mit entsprechenden Leitungsmodellen der Verlauf der Unsymmetrie an verschiedenen Punkten der Leitung untersucht werden. Die Auflösung hängt dann von der Anzahl der Berechnungsabschnitte ab. Die kleinstmögliche Einteilung bildet das Spannungsfeld, welches zu Abspannabschnitten, Verdrillungsabschnitten (VAS) oder zu einer gesamten Leitung zusammengefasst werden kann (Vgl. Bild 2).



**Bild 2: Möglich Modellierungsabschnitte bei Freileitungen**

Die in (3) und (4) geschriebenen komplexen Unsymmetriefaktoren können dann nach jedem Abschnitt bestimmt werden. Ausgangspunkt sind dabei symmetrische Ströme und Spannungen am Leitungsanfang. In Abhängigkeit der Distanz vom Leitungsanfang nimmt in jedem Abschnitt die Unsymmetrie zu. Bei idealer Verdrillung wird die Gegensystem-Spannungsunsymmetrie von einem zum angrenzenden Verdrillungsabschnitt berechnete Unsymmetriezunahme um  $120^\circ$  gedreht. Nach einem vollständigen Verdrillungsumlauf wird durch die geometrische Addition des komplexen Unsymmetriefaktors ersichtlich, dass diese sich am Leitungsende vollständig kompensiert (Vgl. Bild 3). Voraussetzung hierfür ist die Auswahl der vorzugsweisen Verdrillung in Abhängigkeit der Phasenbelegung am Leitungsanfang.



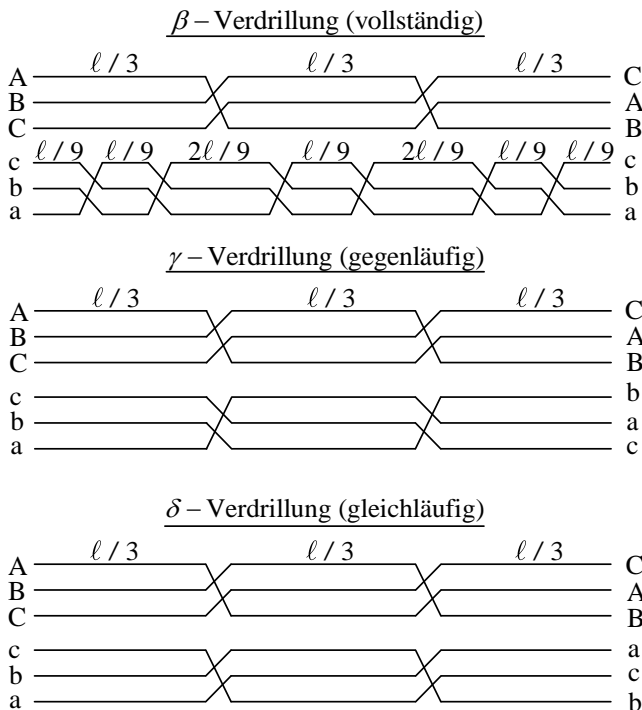
**Bild 3: Gegensystem-Spannungsunsymmetrie (vereinfacht) bei idealer Verdrillung**

### III. VERDRILLUNG VON FREILEITUNGEN

Der Tausch der Außenleiterpositionen bei Drehstrom-Freileitungen erfolgt konventionell nach einer vollständigen ( $\beta$ ), einer gegenläufigen ( $\gamma$ ) oder einer gleichläufigen ( $\delta$ ) Verdrillungsvariante (Vgl. Bild 4).

Bei der  $\beta$ -Verdrillung handelt es sich um eine vollständige Verdrillung. Die Außenleiter eines Drehstromsystems (DSS) ändern entsprechende des Leiterfolgeplans nach einem Drittel der Leitungslänge die Position. Die Aufhängepunkte des zweiten DSS durchlaufen auf einem Drittel der Leitungslänge einen kompletten Verdrillungsumlauf. Vorteil der  $\beta$ -Verdrillung ist, dass sie Gegen- und Nullsysteme beider DSS entkoppelt. Die Verdrillung ist universell einsetzbar, hat aber den Nachteil, dass auf Grund der Komplexität acht Verdrillungsmaste notwendig

werden. Dies macht die  $\beta$ -Verdrillung teuer, weshalb sie kaum angewandt wird.



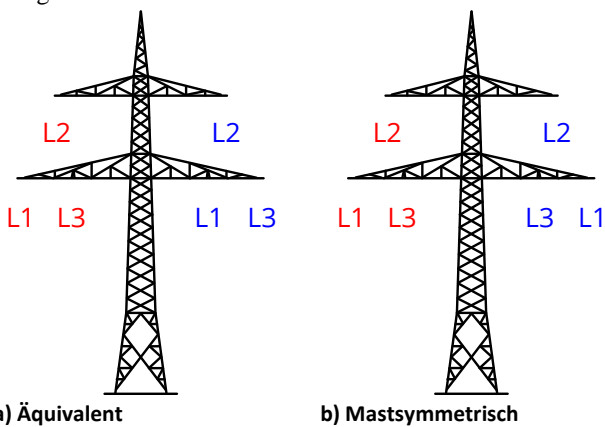
**Bild 4: Konventionelle Verdrillungsvarianten**

Zur Anwendung kommen vorzugsweise die gegenläufige ( $\gamma$ -) und die gleichläufige ( $\delta$ -) Verdrillung. Für diese Verdrillungsvarianten werden zwei Verdrillungsmasten benötigt, was sie im Vergleich zur  $\beta$ -Verdrillung deutlich einfacher und kostengünstiger machen. Unter Beachtung der Phasenbelegung am Leitungsanfang kann mit diesen Varianten das Gegensystem beider DSS entkoppelt werden.

Es ergeben sich hinsichtlich der Gegensystem-Spannungssymmetrie ähnlich gute Ergebnisse, wie bei der  $\beta$ -Verdrillung.

#### A. Vorzugsweise Verdrillung

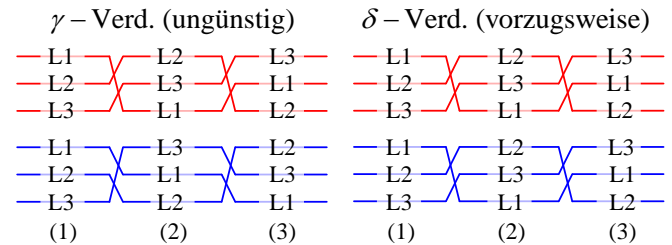
Die Auswahl der Verdrillungsvariante muss unter Beachtung der Leiterfolge am Leitungsanfang erfolgen. Dabei hat die Erhaltung der Symmetrie bzgl. der Phasenbelegung am Leitungsanfang Priorität. Es werden zwei Varianten unterschieden:



**Bild 5: Donaumast mit unterschiedlicher Phasenbelegung**

#### a) Phasenbelegung: Äquivalent

Bei einer äquivalenten Phasenbelegung wird vorzugsweise die gleichläufige ( $\delta$ -) Verdrillung angewandt. Dabei bleibt beim Wechsel der Leiterfolge die äquivalente Phasenbelegung in jedem VAS erhalten. Ungünstig ist in diesem Fall die gegenläufige ( $\gamma$ -) Verdrillung, da beim Phasentausch am Verdrillungsmast die äquivalente Phasenbelegung aufgehoben wird.

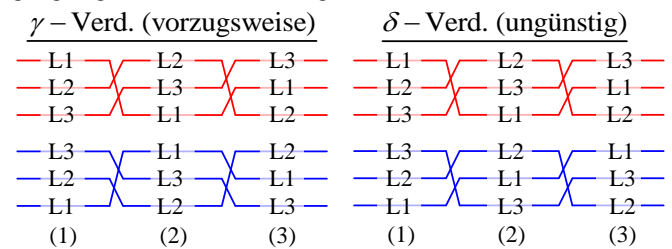


**a) Ungünstige  $\gamma$ -Verdrillung      b) Vorzugsweise  $\delta$ -Verdrillung**

**Bild 6: Verdrillung bei äquivalenter Phasenbelegung**

#### b) Phasenbelegung: Mastsymmetrisch

Bei einer mastsymmetrischen Phasenbelegung findet vorzugsweise die gegenläufige ( $\gamma$ -) Verdrillung Anwendung. Beim Wechsel der Leiterfolge bleibt die Symmetrie der Phasenbelegung bzgl. der Mastachse in jedem VAS erhalten. Ungünstig ist in diesem Fall die gleichläufige ( $\delta$ -) Verdrillung, da beim Phasentausch am Verdrillungsmast die Symmetrie der Phasenbelegung bzgl. der Mastachse aufgehoben wird.



**a) Vorzugsweise  $\gamma$ -Verdrillung      b) Ungünstige  $\delta$ -Verdrillung**

**Bild 7: Verdrillung bei mastsymmetrischer Phasenbelegung**

### IV. EINFLUSS DER VERDRILLUNG AUF DAS ELEKTRISCHE BETRIEBSVERHALTEN

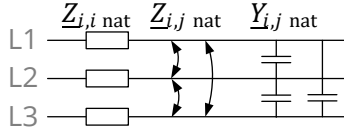
Die Verdrillung hat sowohl Auswirkungen auf das elektrische Betriebsverhalten der Leitung, als auch auf wirtschaftliche Aspekte während des Betriebs. Zudem lassen sich Rückschlüsse hinsichtlich der Personensicherheit im Normalbetrieb und im Fehlerfall ableiten. Aus diesem Grund ist es umso wichtiger die Verdrillung bestmöglich auszulegen. Eine ungünstige Verdrillung hat dabei folgende Auswirkungen:

- Verursachung einer auslastungsabhängigen Unsymmetrie in Strom und Spannung
- Verursachung von Kreisströmen innerhalb der Drehstromsysteme der Doppelleitung
- Erhöhung der Verlustleistung (und -kosten)
- Verringerung der Übertragungskapazität
- Erhöhung der elektrischen Feldstärke und der magnetischen Flussdichte im unmittelbaren Bereich der Leitung
- Erhöhung von Schritt- und Berührungsspannungen im unmittelbaren Bereich der Leitung

Im Folgenden wird auf die Entstehung einer auslastungsabhängigen Gegenseystem-Spannungsunsymmetrie eingegangen.

### A. Allgemeines Betriebsverhalten der gesamten Leitung

Allgemein lässt sich eine Leitung elektrisch mit den Längselementen der Leiter-Selbstimpedanz  $\underline{Z}_{ii}$ , den gegenseitige Impedanzen  $\underline{Z}_{ij}$  und den Querelementen  $\underline{Y}_{ij}$  konzentriert beschreiben. Dabei kann die Beschreibung abschnittsweise nach Bild 2 erfolgen.



**Bild 8: Leitungs-Ersatzschaltbild im natürlichen System**

#### 1) Verkopplung bei vorzugsweiser Verdrillung

Die vorzugsweise Verdrillung mit idealer Drittel-Teilung der Leitungs-Gesamtlänge führt nach einem kompletten Verdrillungsumlauf im Idealfall zu einer Symmetrierung der Kopplungen im natürlichen System innerhalb eines DSS sowie zwischen beiden DSS (äquivalente Kopplung zwischen den Leitern).

$$\begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_{L,1} \\ \Delta \underline{U}_{L,2} \\ \Delta \underline{U}_{L,3} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{L,1L,1} & \underline{Z}_{L,1L,2} & \underline{Z}_{L,1L,3} \\ \underline{Z}_{L,2L,1} & \underline{Z}_{L,2L,2} & \underline{Z}_{L,2L,3} \\ \underline{Z}_{L,3L,1} & \underline{Z}_{L,3L,2} & \underline{Z}_{L,3L,3} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_{L,1} \\ \underline{I}_{L,2} \\ \underline{I}_{L,3} \end{pmatrix} \quad (6)$$

$$\underbrace{\underline{Z}_{L,1L,2} = \underline{Z}_{L,2L,1}}_{\text{Symmetrie der Matrix}} = \underbrace{\underline{Z}_{L,2L,3} = \underline{Z}_{L,3L,2}}_{\text{Äquivalente Kopplung}} = \underbrace{\underline{Z}_{L,1L,3} = \underline{Z}_{L,3L,1}}_{\text{Symmetrie der Matrix}} = \underbrace{\underline{Z}_{L,1L,3} = \underline{Z}_{L,3L,1}}_{\text{Äquivalente Kopplung}} \quad (7)$$

Dies hat zur Folge, dass bei der Transformation der Leitungsmatrizen in symmetrische Komponenten die Komponentensysteme untereinander entkoppelt sind.

$$\begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_1 \\ \Delta \underline{U}_2 \\ \Delta \underline{U}_0 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{22} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_{00} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{pmatrix} \quad (8)$$

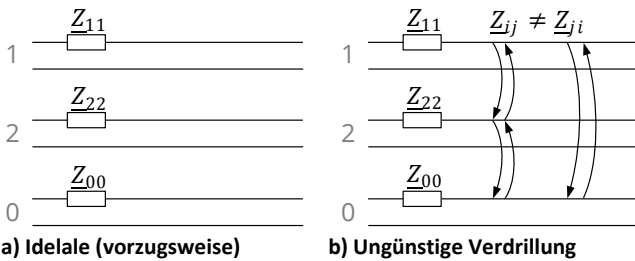
$$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_{21} = \underline{Z}_{20} = \underline{Z}_{02} = \underline{Z}_{10} = \underline{Z}_{01} = 0 \quad (9)$$

#### 2) Verkopplung bei ungünstig verdrillten Leitungen

Bei ungünstiger Verdrillung sind die Kopplungen innerhalb eines DSS nicht äquivalent, wobei die Koppelmatrizen weiterhin symmetrisch sind.

$$\underbrace{\underline{Z}_{L,1L,2} = \underline{Z}_{L,2L,1}}_{\text{Symmetrie der Matrix}} \neq \underbrace{\underline{Z}_{L,2L,3} = \underline{Z}_{L,3L,2}}_{\text{Kopplung nicht äquivalent}} \neq \underbrace{\underline{Z}_{L,1L,3} = \underline{Z}_{L,3L,1}}_{\text{Symmetrie der Matrix}} \quad (10)$$

Bei Transformation der Koppelmatrix in symmetrische Komponenten erfolgt dann keine Entkopplung der Komponentensysteme.



**a) Ideale (vorzugsweise) Verdrillung**

**b) Ungünstige Verdrillung**

**Bild 9: Leitungs-Ersatzschaltbild in symmetrischen Komponenten**

Zudem ist die transformierte Matrix im Gegensatz zur Kopplung im natürlichen System nicht mehr symmetrisch.

$$\begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_1 \\ \Delta \underline{U}_2 \\ \Delta \underline{U}_0 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{10} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{20} \\ \underline{Z}_{01} & \underline{Z}_{02} & \underline{Z}_{00} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{pmatrix} \quad (11)$$

$$\underline{Z}_{12} \neq \underline{Z}_{21} \neq \underline{Z}_{20} \neq \underline{Z}_{02} \neq \underline{Z}_{10} \neq \underline{Z}_{01} \neq 0 \quad (12)$$

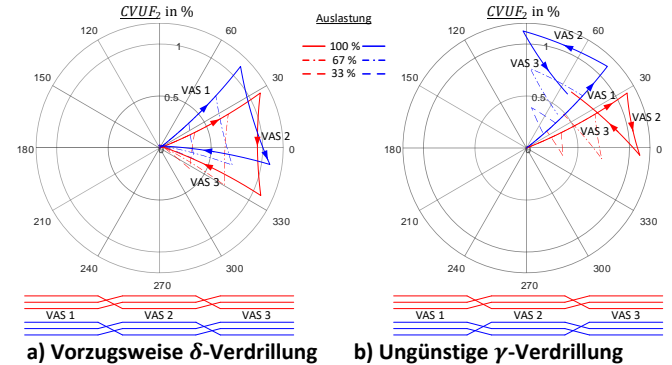
### B. Lastabhängige Gegenseystem-Spannungsunsymmetrie

Innerhalb eines VAS ist die Verkopplung durch die ungleichen Abstände der Außenleiter durch die Mastgeometrie weiterhin unsymmetrisch. Folglich kommt es durch diese Unsymmetrie zu einer Verkopplung der Komponentensysteme. Es ist demnach anzunehmen, dass sich durch die Einprägung eines Mitsystem-Stroms eine Spannung im Gegenseystem aufbaut.

In Abhängigkeit der Phasenbelegung am Leitungsanfang werden die Verläufe der Gegenseystem-Spannungsunsymmetrie für die vorzugsweise und ungünstige Verdrillung nach III. A. auslastungsabhängig berechnet und verglichen.

#### 1) Donaumast mit äquivalenter Phasenbelegung

Die Berechnung erfolgt für das in Bild 5a) dargestellte Donaumastgestänge mit einer spannfeldweisen Auflösung (Vgl. Bild 2). Für die vorzugsweise  $\delta$ -Verdrillung und die ungünstige  $\gamma$ -Verdrillung ergeben sich folgende Gegenseystem-Spannungsunsymmetrieverläufe:



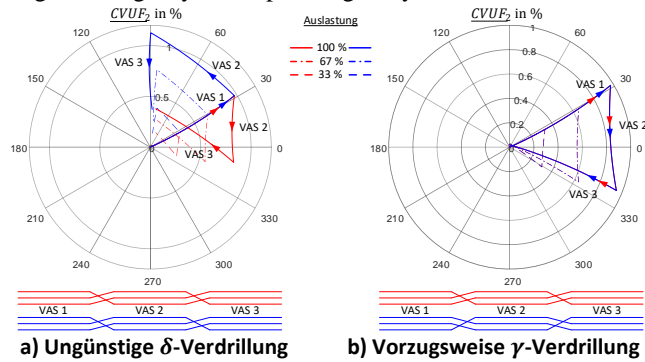
**Bild 10: Komplexe Gegenseystem-Spannungsunsymmetrie bei äquivalenter Phasenbelegung**

Es ist zu erkennen, dass bei vorzugsweiser  $\delta$ -Verdrillung die sich in den VAS 1 bis VAS 3 aufbauende Unsymmetrie, unabhängig von der Belastung, fast vollständig kompensiert. Dies bestätigt die in (8) geschriebene Entkopplung der Komponentensysteme nach einem vollständigen Verdrillungsumlauf. Eine geringe Restunsymmetrie ist dennoch vorhanden, welche auf Grund der Rückwirkung vom Gegen- und Nullsystem auf das Mitsystem und den Einfluss der kapazitiven Verkopplung zu begründen ist. Durch die Kopplung der Nebensysteme ändert sich der Winkel der Mitsystemkomponente im angrenzenden Abschnitt. Diese Mitsystemvarianz führt dazu, dass sich wiederum eine leicht veränderte Gegenseystemkomponente aufbaut. Wird die Mitsystemvarianz ausgeblendet, ergeben sich ideale Symmetrie-Dreiecke, welche sich zudem unabhängig von der Höhe der Auslastung ausbilden.

Durch Aufhebung der äquivalenten Phasenbelegung bei der ungünstigen  $\gamma$ -Verdrillung ist, im Vergleich zur vorzugsweisen Verdrillung, die sich aufbauende Unsymmetrie beim Wechsel der Leiterfolge in einem angrenzenden VAS nicht um  $120^\circ$  ge-

dreht. Weiterhin ist erkennbar, dass sich das beschriebene Verhalten auch bei unterschiedlicher Belastung einstellt. Infolge dessen können sich bei der ungünstigen Verdrillung keine Symmetriedreiecke ausbilden, was zu einer auslastungsabhängigen Unsymmetrie am Ende der Leitung führt.

2) *Donaumast mit mastsymmetrischer Phasenbelegung*  
Die Berechnung erfolgt für das in Bild 5b) dargestellte Donaumastgestänge unter gleichen Annahmen. Für die vorzugsweise  $\gamma$ -Verdrillung und die ungünstige  $\delta$ -Verdrillung ergeben sich folgende Gegenseiten-Spannungsunsymmetrieverläufe:



**Bild 11: Komplexe Gegenseiten-Spannungsunsymmetrie bei äquivalenter Phasenbelegung**

Es ist zu erkennen, dass bei vorzugsweiser  $\gamma$ -Verdrillung die sich in den VAS 1 bis VAS 3 aufbauende Unsymmetrie, unabhängig von der Belastung, fast vollständig kompensiert. Auch hier bestätigt sich die in (8) geschriebene Entkopplung der Komponentensysteme nach einem vollständigen Verdrillungsumlauf. Eine geringe Rest-Unsymmetrie ist ebenfalls vorhanden, was sich in gleicher Weise zu den Effekten bei äquivalenter Phasenbelegung begründen lässt.

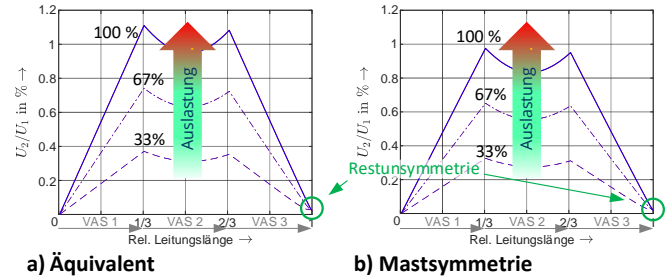
Durch Aufhebung der Symmetrie der Phasenbelegung bzgl. der Mastachse bei der ungünstigen  $\delta$ -Verdrillung ist, analog der äquivalenten Phasenbelegung, die sich aufbauende Unsymmetrie beim Wechsel der Leiterfolge in einem angrenzenden VAS nicht um  $120^\circ$  gedreht. Zudem bildet sich diese mit unterschiedlicher Amplitude aus. Analog der ungünstigen Verdrillung bei äquivalenter Phasenbelegung können sich keine Symmetriedreiecke ausbilden, was zu einer auslastungsabhängigen Unsymmetrie am Ende der Leitung führt.

3) *Zusammenfassung*  
Die Untersuchung zeigt, dass allein eine ideale Drittel-Teilung nicht automatisch zu einer Symmetrierung der Koppelmatrizen führt. Die Auslegung der Verdrillung muss immer in Verbindung mit der Phasenbelegung am Leitungsanfang erfolgen. Priorität hat bei der Erstellung des Leiterfolgeplans die Beibehaltung der Symmetrie bzgl. der Phasenbelegung am Leitungsanfang. Wird die Verdrillung nach diesen Kriterien ausgewählt, ist das DSS in symmetrischen Komponenten vollständig entkoppelt. Eine vollständige Entkopplung beider DSS kann nur mit der  $\beta$ -Verdrillung erfolgen.

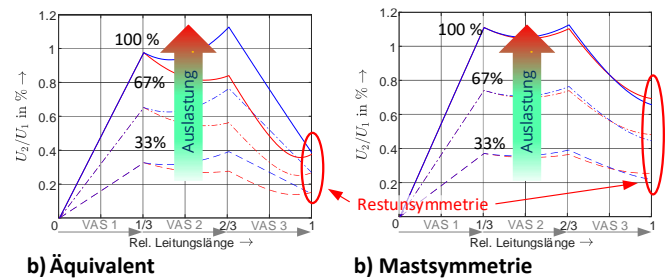
Da vorzugsweise die gleichläufige  $\delta$ -Verdrillung und die gegenläufige  $\gamma$ -Verdrillung in der Praxis Anwendung findet, kann bei korrekter Auslegung das Gegenseiten beider DSS nach einem vollständigen Verdrillungsumlauf in symmetrischen Komponenten das Gegenseiten entkoppelt werden. Leitungen, mit einer derartigen Verdrillung sind symmetrisch.

Die Detailrechnung bestätigt dies, da sich dann eine auslastungsabhängige Gegenseiten-Spannungsunsymmetrie ausbildet, welche sich idealerweise fast vollständig kompensiert. Es zeigt sich, dass die Restunsymmetrie, welche von der Leitung erzeugt wird, zu vernachlässigen ist (Vgl. Bild 12).

Bei einer ungünstigen Verdrillung sind nach einem vollständigen Verdrillungsumlauf die Komponentensysteme in symmetrischen Komponenten nicht entkoppelt. Damit ist die Leitung nicht symmetrisch. In Abhängigkeit der Auslastung verursacht die Leitung dann eine Unsymmetrie an der Gegenseite (Vgl. Bild 13).



**Bild 12: Betrag der Gegenseiten-Spannungsunsymmetrie bei vorzugsweiser Verdrillung in Abhängigkeit der Phasenbelegung**



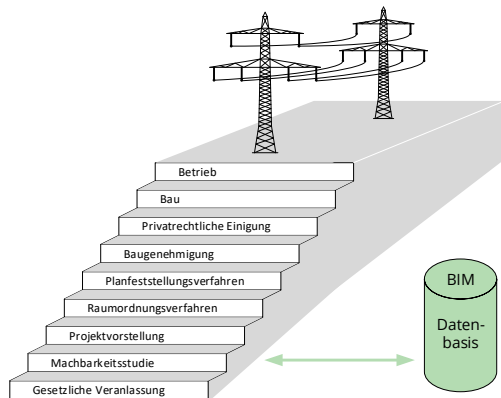
**Bild 13: Betrag der Gegenseiten-Spannungsunsymmetrie bei ungünstiger Verdrillung in Abhängigkeit der Phasenbelegung**

## V. ABSCHÄTZUNG DES BETRIEBSVERHALTENS WÄHREND DER PLANUNG

### A. Neuartiger Planungsprozess

Momentan werden mit vereinfachten Leitungsmodellen überschlägige Berechnungen zu den elektrischen Parametern von Freileitungen während der Planungsphase durchgeführt. Dabei zielen konventionelle Modelle auf die Berechnung von Parametern ab, welche für den symmetrischen Betrieb der Leitung relevant sind. Die Berechnung des elektrischen Verhaltens der Leitung bei einem unsymmetrischen Betrieb, sowie die Berechnung des Einflusses der Leitung auf die Unsymmetrie des elektrischen Netzes ist gegenwärtig nicht Stand der Technik. Ziel ist es daher derartige Berechnungen schon während der Planungsphase zu realisieren. Da bei der Planung einer Leitung verschiedene Schritte zu bewältigen sind, ist es sinnvoll detaillierte Berechnungen in einem möglichst frühen Projektstadium in den Gesamtprozess bis zur Inbetriebnahme zu integrieren (Vgl. Bild 14).

Die Datengrundlage für diese Verfahren wird beispielsweise durch das vernetzte Gesamtmodell im BIM geschaffen. Dabei können wesentliche Einflussparameter, wie parallele Leitungen und Rohre, die Bodenbeschaffenheit, der Baugrund und Gewässer berücksichtigt werden.



**Bild 14: Freileitungsbau: Schritte bis zur Inbetriebnahme**

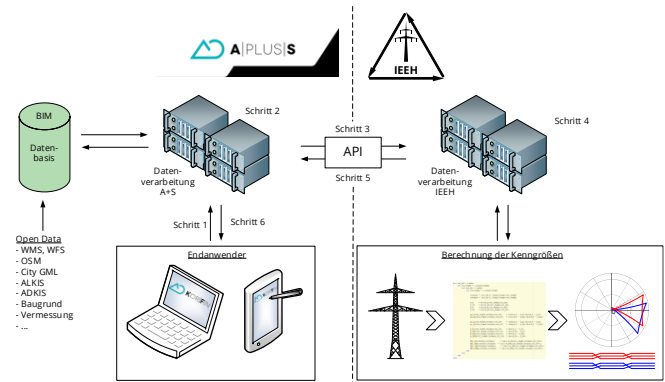
Die Berechnungsergebnisse sollen auch dazu verwendet werden, um die Feldexposition im Bebauungsgebiet hinsichtlich der nach der 26. Bundesemissionsschutzverordnung geltenden Grenzwerte [7] der elektromagnetischen Feldbelastung zu beurteilen.

Mit den Ergebnissen der Berechnung können schon während der Planungsphase mögliche Probleme bezüglich der elektrischen Unsymmetrie und der Feldbelastung erkannt und Lösungsansätze, wie die Verdrehung der Leiterseile, erarbeitet werden.

### B. Projekt EnergyBIM

Das Forschungsprojekt EnergyBIM verfolgt das Ziel elektrische Berechnungen in frühen Phasen der Planung Parameter getrieben durchzuführen. Dies erfolgt in Zusammenarbeit mit der Planungssoftware KorFin®<sup>1</sup> der Firma A+S Consult als Partnerfirma. Ausgangspunkt ist die Projektierung der Leitung durch den Endanwender. Dabei werden gegenwärtig die Eingabedaten zentral durch übergeordnete Rechensysteme verarbeitet. Durch Aufbau eines vernetzten Gesamtmodells, welches unter anderem weitere Strukturprojekte, aber auch Baugrund und Vermessungsdaten, beinhaltet, können gegenwärtig Leitungen und andere Infrastrukturprojekte detailliert geplant werden.

Durch die Anbindung einer Datenverarbeitung am IEEH der TU Dresden werden die aufgearbeiteten Trassierungsdaten zur Erstellung elektrischer Leitungsmodelle integriert. Durch entsprechende Algorithmen können relevante Kenngrößen berechnet werden, sodass die Abschätzung des elektrischen Verhaltens prognostiziert werden kann. Durch die Übergabe der aufbereiteten Berechnungsgrößen können diese dann dem Endanwender zur Verfügung gestellt werden.



**Bild 15: Übersichtsstruktur zum Projekt „EnergyBIM“**

Dieses Projekt wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

## VI. LITERATUR

- [1] Bundesnetzagentur, „Bedarfsermittlung 2021-2035 Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom,“ 01 2023. [Online]. Available: [https://data.netzausbau.de/2035-2021/NEP2035\\_Bestaetigung.pdf](https://data.netzausbau.de/2035-2021/NEP2035_Bestaetigung.pdf). [Zugriff am 19 01 2023].
- [2] U. Ammeter, T. Gränicher, J. Hanzlik, H. Holenstein, M. Mercker, J. Meyer, W. Mombauer, W. Niederhuemer, G. Pascoli, D. Quadflieg, M. Schocke, G. Winkler und J. Zierlinger, D-A-CH-CZ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, Ergänzungsdokument zur Beurteilung von Anlagen für den Anschluss an, Berlin: Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE (FNN), 2012.
- [3] VDE-AR-N 41200:2015-01, Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung), Berlin: VDE VERLAG GmbH, 2015.
- [4] DIN EN 50160:2011-02, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2011.
- [5] International Electrotechnical Commission IEC, Part 3-13: 08-02: Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems, Genf: IEC, 2002.
- [6] P. Pillay und M. Manyage, Definitions of Voltage Unbalance, IEEE Power Engineering Review, 2001.
- [7] B. d. Justiz, „Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des BundesImmissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV),“ 16 12 1996. [Online]. Available: [https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv\\_26/26\\_BImSchV.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_26/26_BImSchV.pdf).

<sup>1</sup> <https://www.korfin.de/energie.html>

# Forecast Model of a Photovoltaic plant based on Machine Learning methods

M.S. Potyka and P. Schegner  
Technische Universität Dresden  
Institute of Electrical Power Systems and High Voltage Engineering  
Dresden, Germany  
marta\_sophia.potyka@tu-dresden.de

**Abstract**—Due to an increasing interest of sustainable energy supply, more volatile producers are installed. To maintain the power equilibrium it is crucial to forecast the generated power as exactly as possible. As one representative of these producers the Photovoltaic plant will be examined in this investigation. However, usually appropriate data is missing. Therefore, the proposed model is parameterized with just 30 days of input data, namely weather data and historical power data. To achieve a moderate complexity of the model, Machine Learning methods are utilized. The intended forecast horizon covers 10 days.

**Index Terms**—forecast, Machine Learning methods, photovoltaic plant, prediction, regression

## List of abbreviations:

ANN	Artificial Neural Network
MAPE	Mean Absolute Percentage Error
ML	Machine Learning
MLR	Multiple Linear Regression
MPR	Multiple Polynomial Regression
PV	photovoltaic
RMSE	Root Mean Square Error
SARIMA	Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average Model
SVR	Support Vector Regression

## I. INTRODUCTION

TODAY renewable energy systems get growing popularity. But they provide their energy volatily. To receive furthermore a high reliability of supply of the electrical network exact forecasts of these producers are necessary. In the following, a model of a PV plant, as one example of renewable energy systems, will be developed. To reduce the measurement time and effort, the input data set is limited up to 30 days.

One possibility to build a model is to use physical equations. But this results often in a very complex model so that other approaches like ML methods were searched. Table 1 shows a comparison between several models using the characteristics forecast horizon, used reference power, time resolution, used quality criterion and best result. The used methods vary between regression, time series and ANN. Furthermore, the input parameters are different. For example,

the model with SARIMA uses just the electrical power as input parameter whereas the model based on SVR and Random Forest takes 15 parameters. The forecast horizon covers either the next time step for the first two models or the next day for the last two models. Noticeable is that the last model uses 26 months for the input data set whereas the other use just one month. Except the model based on SVR and Random Forest the used reference powers are peak powers and on the same height, e.g. around 20 kW. The last model uses a rated power of 1.56 kW. Also, the quality criteria differ. The SARIMA model uses the MAPE whereas the other use the RMSE. For the RMSE is in brackets the best result related to the reference power given to compare better the different models. The best result of the four models reaches this that is based on SARIMA with 3.4 %. The worst result get the second model with 12.76 %.

None of these examples has a forecast horizon more than one day. But a more long term forecast is also important for the electrical grid operation. Therefore a model with an intended forecast horizon of 10 days was developed. This horizon was selected because the model uses besides the electrical power the weather parameters from the Climate Data Center from the German Weather Service DWD [5] and these are just ten days ahead available.

In section II the input parameters of the forecast model are defined. Section III presents the considered ML methods. Because only 30 days of input data are available, ANN is not useful but the MLR, MPR, SVR and k-nearest neighbor method were investigated. Section IV gives the results and section V the conclusion.

---

This work was supported by the German Federal Ministry for Economics and Climate Action with the grant number 03ET1479A.

Table 1: Literature Review

Method	Input parameters	Forecast horizon	Time resolution	Data set size	Reference power	Quality criterion	Best result	Ref.
SARIMA	Electrical power	20 minutes	20 minutes	One month	Rated peak power, 15 kWp	MAPE	3.4 %	[1]
MLR and MPR (2 <sup>nd</sup> and 3 <sup>rd</sup> order)	Electrical power, characteristic values of the PV plant, global irradiance	10 minutes	10 minutes	Not indicated	Rated peak power, 25 kWp	RMSE	3.19 kW (12.76 %)	[2]
ANN and Clear-Sky-Model	Electrical power, day, quarter hour of the day, ambient temperature, humidity, wind speed, cloud coverage	Next day	Not indicated	One month	Rated peak power, 20 kWp	RMSE	1.9 kW (9.5 %)	[3]
SVR and Random Forest	Electrical power, 14 weather parameters	Next day	One hour	26 months	Rated power, 1.56 kW	RMSE	0.07 kW (4.49 %)	[4]

## II. INPUT PARAMETERS OF THE MODEL

The investigated ML methods should not be fed just with arbitrary weather parameters but with those that have a physical relationship to the provided power of the PV plant. For this an equivalent circuit diagram of a solar cell after [6]-[9] is given in fig. 1.

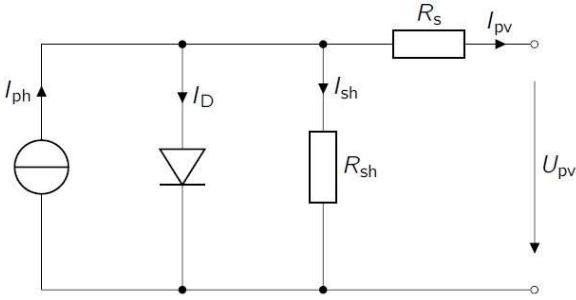


Figure 1: equivalent circuit diagram of a solar cell after [6]-[9]

The associated equations are:

$$I_{PV} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (1)$$

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{STC}} \cdot (I_{sc\ STC} + \alpha_{sc\ STC} \cdot (T_c - T_{c\ STC})) \quad (2)$$

$$I_d = I_{T0} \cdot \left( \exp\left(\frac{e \cdot U_d}{n \cdot k_B \cdot T_c}\right) - 1 \right) \quad (3)$$

Where  $I_{PV}$  is the direct current of the solar cell,  $I_{ph}$  the photo generated current,  $I_d$  the current of the diode,  $I_{sh}$  the shunt current,  $G$  the global irradiance,  $\alpha$  the temperature coefficient,  $T_c$  the solar cell temperature,  $I_{T0}$  the temperature-dependent reverse current,  $e$  the elementary charge,  $U_d$  the voltage of the diode,  $n$  the ideality factor and  $k_B$  the Boltzmann constant. The

index  $sc$  describes the short circuit condition and the index  $STC$  standard test conditions. The standard test conditions are:

- $G = 1000 \text{ W/m}^2$
- $T_c = 25 \text{ }^\circ\text{C}$
- Astronomical air mass  $AM = 1.5$

The provided electrical active power of the solar cell of the direct current side  $P_{PV\ DC}$  is defined from the product of the associated current and voltage:

$$P_{PV\ DC} = I_{PV} \cdot U_{PV} \quad (4)$$

From (1) to (4) it is recognizable that the electrical active power from the solar cell of the direct current side is dependent of the global irradiance and the cell temperature among others. The global irradiance is given from the DWD but the cell temperature, of course, not. Under the assumption that the cell temperature is of the amount of the module temperature  $T_m$  because one module is an interconnection of several solar cells [10] (5) is valid after [11] and [12]. The equation of the cell temperature is:

$$T_c \approx T_m = T_a + \frac{G}{\mu_0 + \mu_1 \cdot v_W} \quad (5)$$

$T_a$  is the ambient temperature,  $v_W$  the wind speed and  $\mu_0$  and  $\mu_1$  are constants. From (5) it can be seen that the cell temperature is dependent of the ambient temperature, the global irradiance and the wind speed. These parameters are available from the DWD.

As another input parameter the azimuth angle is used because the orientation of the PV plant has also an influence of the height of the provided electrical power.

To get finally the alternative current side from the electrical active power of the solar cell  $P_{PV AC}$  the losses  $P_1$  respectively the inverter efficiency  $\eta_i$  must be involved with (6).

$$P_{PV AC} = P_{PV DC} - P_1 = P_{PV DC} \cdot \eta_i \quad (6)$$

### III. CONSIDERED MACHINE LEARNING METHODS

In the following section the ML methods for the model are presented. These use themselves again models as it will be shown. The considered ML methods are the MLR, the MPR, the SVR and the k-nearest neighbor method. For all of these methods the python module *sklearn* can be used [13]. For the MLR the submodule *linear\_model* with *LinearRegression* and *Ridge*, for the MPR *preprocessing* with *PolynomialFeatures*, for the SVR *svm* with *SVR* and for the k-nearest neighbor method the *neighbors* with *KNeighborsRegressor* were used.

#### A. Multiple Linear Regression:

The MLR finds its application for (approximately) linear relationships with several dependent input variables. The equation system for the MLR is according to [14]:

$$\mathbf{y} = \mathbf{X}\boldsymbol{\beta} + \boldsymbol{\varepsilon} \quad (7)$$

$$\mathbf{y} = \begin{pmatrix} y_0 \\ \vdots \\ y_n \end{pmatrix}, \mathbf{X} = \begin{pmatrix} 1 & x_{11} & \dots & x_{1p} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & x_{n1} & \dots & x_{np} \end{pmatrix}, \boldsymbol{\beta} = \begin{pmatrix} \beta_0 \\ \vdots \\ \beta_p \end{pmatrix}, \quad (8)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \begin{pmatrix} \varepsilon_0 \\ \vdots \\ \varepsilon_n \end{pmatrix}$$

$\mathbf{y}$  is the output vector,  $\mathbf{X}$  the input matrix,  $\boldsymbol{\beta}$  the parameters vector of the model and  $\boldsymbol{\varepsilon}$  the error vector of the model. The model parameters are determined after the least squares method [15].

#### B. Multiple Polynomial Regression

Often there exist nonlinear relations. For these the MPR is used. But one common problem of this method is overfitting: By implementing the MPR, attention must be paid to obtain a trade-off between accuracy and general applicability. For higher orders the regression equation becomes very complex. Therefore, a polynomial of order 2 is given as an example:

$$\hat{y} = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 X_1 + \hat{\beta}_2 X_2 + \hat{\beta}_3 X_1 X_2 + \hat{\beta}_4 X_1^2 + \hat{\beta}_5 X_2^2 \quad (9)$$

The variables are the same as for the MLR. The hat accent  $\hat{\phantom{x}}$  symbolizes the estimated parameters.

All in all the MPR is very similar to the MLR with the exception of the different orders.

#### C. Support Vector Regression

The SVR is a method that consists of several models, called kernels. With these a linear, polynomial or radial based regression can be done. The input data is generally normalized because of the possible different value ranges:

$$x_{\text{norm}} = \frac{x - \mu}{\sigma} \quad (10)$$

Whereas  $x$  stands for the input parameter,  $\mu$  for the mean value and  $\sigma$  for the standard deviation. After the normalization  $x_{\text{norm}}$  has a mean value of 0 and a standard deviation of 1.

For the SVR there exist Hyperparameters:  $\varepsilon$  is the maximum tolerated error band and  $C$  the parameter that finds a compromise between  $\varepsilon$  and the model order. [16],[17]

#### D. K-Nearest Neighbor Method

The theory of this method is that similar input values produce similar output values. Therefore, the local behavior of the known input values has to be identified. For this the distance between neighbor points is considered after a normalization of the data. There exist two common distance measures: the Eukclidean distance in (11) and the Manhattan Distance in (12) after [18]. The algorithm gives the investigated point a value that is composed of the k-nearest neighbors.

$$d_{\text{eukl}} = \sqrt{\sum_{v=1}^p (X_{i v} - X_{j v})^2} \quad (11)$$

$$d_{\text{manh}} = \sum_{v=1}^p |X_{i v} - X_{j v}| \quad (12)$$

$p$  is the amount of the parameters,  $X_i$  and  $X_j$  are two different points of the input values.

The method can be done unweighted (13) or weighted (14) with the weights  $w_u$  (13) after [19].

$$\hat{y} = \frac{1}{k} \sum_{u=1}^k y_u \quad (13)$$

$$\hat{y} = \frac{\sum_{u=1}^k w_u y_u}{\sum_{u=1}^k w_u} \quad (14)$$

$$w_u = \begin{cases} \frac{1}{d_{\text{eukl/manh}}}, & \text{if } X_i \neq X_j \\ 1, & \text{else} \end{cases} \quad (15)$$

## IV. RESULTS

In this section, the results of the four models are presented. For all of them a data set over 30 days from November 2021 with 10-minutes mean values is utilized. The possible input parameters are weather parameters such as global irradiance, ambient temperature, wind speed and azimuth angle. The global irradiance is set as an obligatory input parameter because the electrical active power of the PV plant is double dependent from it (see section III). The other are optional parameters. For them their influence to the forecast model is investigated.

The rated peak power of the investigated PV plant is  $P_r = 84$  kWp. The provided power of the plant cannot be regulated. It is a south orientated plant. Between sunset and sunrise the power is set to 0 kW. In a first step only training data is considered. In a second step, the selected method is evaluated



on the test data from the 1<sup>st</sup> to 11<sup>th</sup> of December 2021. The goal is always to minimize the forecast error. For this, the quality criterion  $MAE\%$  is used.

$$MAE\% = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N |\hat{P}_n - P_n| \quad (16)$$

$\hat{P}_n$  is the forecasted electrical active power of the PV plant,  $P_n$  the really occurred power and  $P_r$  the rated power of the PV plant.

#### A. Results of the Training Data

All in all the results are close together. The best values provide the model with the k-nearest neighbor method, followed by the SVR. The worst results has the model with MLR. The best result of the model with MLR is  $MAE\% = 1.12\%$  and with the k-nearest neighbor method  $MAE\% = 0.81\%$ . But the MLR needs just the global irradiance and the azimuth angle whereas the k-nearest neighbor all four input parameters to get the best result. More parameters lead to a higher complexity and computing time. Because the results lie close together, the other investigated methods can be also used dependent on the exact requirements. Table 2 shows the best results of the single models.

Table 2: Results of the training data of the models

Used ML method	Input parameters	Hyperparameters	MAE% in %
MLR	$G, \gamma$	-	1.12
MPR	$G, T_U, v_W$	order 6	1.04
k-nearest neighbor method	$G, T_U, v_W, \gamma$	weighted, Manhattan-distance, $k=3$	0.81
SVR	$G, T_U, v_W, \gamma$	RBF-Kernel, $C = 20, \epsilon = 0$	0.89

#### B. Results of the Test Data with the k-nearest neighbor method

Because the k-nearest neighbor method gets the best results, this method has been selected for the model. Subsequently, it was evaluated on the test data. A distinction has been made between the input parameters. In one case the forecasted and in another case the really occurred weather parameters were used for a better comparison. The results are listed in Table 3. As expected the forecast error for the forecasted weather parameters is higher than with the really occurred because also the forecasted weather conditions contain forecasting errors as well. It is also clear that the errors here are higher as with the training data set. However, the best result with just a  $MAE\% = 2.11\%$  is promising.

Table 3: Results of the selected PV forecast model

Input parameters	MAE% in %
Forecasted weather parameters	7.32
Really occurred weather parameters	2.11

## V. CONCLUSION

In this investigation, a forecast model for PV plants was successfully implemented. The forecast horizon was 10 days and the training data set was just over 30 days. The lowest forecast error is  $MAE\% = 2.11\%$ . For this, the k-nearest neighbor method has been applied. Also, other ML methods such as MLR, MPR and SVR were investigated, but get slightly worse results. The possible input parameters were the weather parameters global irradiance, ambient temperature, wind speed and azimuth angle.

A next step could be to investigate also differently oriented PV plants to get to know more about the dependency of the azimuth angle. Here, a south orientated plant was examined. Also, the model should be tested on more data sets and on different test time periods.

## VI. REFERENCES

- [1] V. Kushwaha, N. M. Pindoriya, "Very Short-Term Solar PV Generation Forecast Using SARIMA Model: A Case Study", 7th International Conference on Power Systems (ICPS) College of Engineering Pune, pp. 430-435, 2017.
- [2] F. O. Hocaoglu, M. Kurekci, E. Akarslan, F. Serttas, "An Experimental Study on the Modeling of the PV Output", International Conference on Photovoltaic Science and Technologies (PVCon), 2018.
- [3] G. Mosaico, M. Saviozzi, "A hybrid methodology for the day-ahead PV forecasting exploiting a Clear Sky Model or Artificial Neural Networks", IEEE EUROCON - 18th International Conference on Smart Technologies, pp. 1-6, 2019.
- [4] M. Abuella, B. Chowdhury, "Random Forest Ensemble of Support Vector Regression Models for Solar Power Forecasting", IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2017.
- [5] [https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/cdc/cdc\\_node.html](https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/cdc/cdc_node.html)
- [6] N. Kaushika, A. Mishra, and A. K. Rai, "Solar Photovoltaics Technology, System Design, Reliability and Viability", Cham, 2018. <https://katalog.slub-dresden.de/id/0-1654952753> (02.12.2021)
- [7] B. K. Dey, I. Khan, N. Mandal, and A. Bhattacharjee, "Mathematical modelling and characteristic analysis of Solar PV Cell", in IEEE 7th Annual Information Technology, Electronics and Mobile Communication Conference (IEMCON), pp. 1-5, 2016.
- [8] R. Krishan, Y. R. Sood, and B. Uday Kumar, "The simulation and design for analysis of photovoltaic system based on MATLAB", in International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability, pp. 647-651, 2013.
- [9] D.-P. Han, D.-S. Shin, J.-I. Shim, S. Kamiyama, T. Takeuchi, M. Iwaya, and I. Akasaki, "Modified Shockley Equation for GaInN-Based Light-Emitting Diodes: Origin of the Power-Efficiency Degradation Under High Current Injection", IEEE Journal of Quantum Electronics, Vol. 55, no. 4, pp. 1-11, 2019.
- [10] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, and P. Poggi, "Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance", Renewable Energy, Vol. 31, no. 4, pp. 553-567, 2006. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014810500073X> (02.12.2021)

- [11] D. Faiman, "Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules", *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 16, no. 4, pp. 307–315, 2008. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.813> (03.12.2021)
- [12] A. Shah, "Solar Cells and Modules", 2020. <https://katalog.slub-dresden.de/id/0-1726031462> (03.12.2021)
- [13] <https://scikit-learn.org/stable/modules/classes.html#module-sklearn>. (07.12.2021)
- [14] J. H. Hastie, T. Friedman und R. Tibshirani, "The Elements of Statistical Learning Data Mining, Inference, and Prediction", New York, 2001. <https://katalog.slub-dresden.de/id/0-1655388487> (07.12.2021)
- [15] G. James, D. Witten, T. Hastie, und R. Tibshirani, "An introduction to statistical learning with applications in R", New York, 2017. <https://katalog.slub-dresden.de/id/0-1024811107> (07.12.2021)
- [16] A. J. Smola und B. Schölkopf, "A tutorial on support vector regression", 2004. <https://katalog.slub-dresden.de/id/ai-49-aHR0cDovL2R4LmRvaS5vcmcvMTAuMTAyMy9iOnN0Y28uMDAwMDAzNTMwMS40OTU0OS44OA> (07.12.2021)
- [17] M. Awad und R. Khanna, "Support Vector Regression", Berkeley, CA: Apress, pp. 67–80, 2015. [https://doi.org/10.1007/978-1-4302-5990-9\\_4](https://doi.org/10.1007/978-1-4302-5990-9_4) (07.12.2021)
- [18] M. Fičura, "Forecasting foreign exchange rate movements with k-Nearest-Neighbor, ridge regression and feed-forward neural networks", Prague, chap. 1.1., 2019. <https://katalog.slub-dresden.de/id/0-1700288288> (07.12.2021)
- [19] G.-f. Fan, Y.-H. Guo, J.-M. Zheng, und W.-C. Hong, "Application of the Weighted K-Nearest Neighbor Algorithm for Short-Term Load Forecasting", *Energies*, Vol. 12, p. 916, 2019.

# Flexible parameterizable grid-forming converter control based on Direct Voltage Control

Mahshid Maherani, Hendrik Vennegeerts  
Department of Electrical Power Systems  
University of Duisburg-Essen  
Duisburg, Germany

[mahshid.maherani@uni-due.de](mailto:mahshid.maherani@uni-due.de), [hendrik.vennegeerts@uni-due.de](mailto:hendrik.vennegeerts@uni-due.de)

**Abstract**— As power systems, transit to a state of high renewable penetration with predominant converter-based grid interface instead of synchronous generators applied by conventional power plants, the dynamics of the grid significantly change, causing new challenges for transmission system operations and arising new opportunities, as converter-based generation is highly controllable in faster timescales. This paper discusses the extension of the direct voltage control as ‘a decoupled grid forming converter controller’, which effectively relies on an accurate and fast d/q-reference frame determination to control the frequency as well as its rate of change at the common coupling point with the grid. The proposed controller separates the task of synchronizing the converter to the grid and providing virtual inertia into two distinct control functions, which enables a specific tuning of both functions for their task avoiding the necessity to find any kind of trade-off between quality of synchronization and inertia provision. The functionality of the proposed control is explained and demonstrated via EMT-Type simulations in different study cases for system-split, islanding, and re-synchronization scenarios.

**Keywords**—: grid forming inverter, direct voltage control, frequency response, nadir, rate of change of frequency (RoCoF).

## I. INTRODUCTION

A major technical challenge of the energy transition is the change in generation technology: from synchronous machines and their well-known dynamics and controllers to power electronics-interfaced generation, whose regulation and interaction with the rest of the system are yet to be fully understood [Milano et al. (2018)]. One of the major consequences of this transition towards a nearly 100% renewable system is the gradual loss of synchronous generators (SG) with their inertia and control mechanisms [Rosso. R et al (2021)]. This loss of rotational inertia changes the nature of the power system to a low-inertia network resulting in critical stability challenges. On the other hand, renewable generation interfaced by power converters allows frequency and voltage control at much faster time scales compared to SGs [Tayyebi. A, et al (2021)].

Indeed, power converters are already starting to provide new ancillary services, modifying their active and reactive power output based on local measurements of frequency and voltage. However, because of the dependency on frequency measurements, these grid-following control techniques only replicate the instantaneous inertial response of SGs after a contingency with a delay and result in degraded performance on the transient time scales of interest [Y. Li et al (2021)]. To

resolve this issue, grid forming converters (GFCs) are envisioned to be the cornerstone of future power systems. Based on the properties and functions of SGs, it is expected that GFCs must support load-sharing/drooping, black-start, inertial response, dynamic voltage support, and hierarchical frequency/voltage regulation. Moreover, a long transition phase is expected, where SGs and GFCs must be able to interact positively and ensure system stability.

The main features of a GFC control are voltage source behavior and power-based synchronization. Different techniques have been investigated for GFC control which can be classified into five major GFC strategies, namely: 1) droop control, 2) synchronverter, 3) matching control, 4) virtual oscillator control (VOC) and 5) IoT/ICT based approaches [Tayyebi. A et al (2018)]. These control methods have already shown good results in various publications. The major drawback of most GFC types is the coupled active and reactive power control as well as their corresponding currents.

Direct voltage control (DVC) is mainly a partial GFC control scheme in d/q reference frame, which has achieved good simulation results in various applications, such as stabilizing the grid voltage of an offshore wind farm in case of sudden blocking of the HVDC offshore converter [Erlich. I et al (2017); Neumann. T et al (2015); Korai. A et al (2017)]. Recently, DVC is developed to fully GFC, which is synchronized using a swing equation, which is driven by Newtonian physics by mapping second-order frequency trajectories following power imbalances [Denecke. J et al (2021)].

In the fully GFC- DVC, the synchronization swing equation is mainly intended to serve the purpose of power-based synchronization with a high damping factor to impact rapidly, causing kill inertia. Because of the fast nature of the synchronization control loop, to provide an actual angle input for the d/q reference frame, frequency control and virtual inertia functions are better to be taken over by other controller components separately.

This paper proposes a controller, which splits the task of synchronizing the converter to the grid and providing virtual inertia into two separate control functions. The first control function is tuned for fast synchronization to ensure fast and accurate decoupled control of active and reactive power in a d/q frame and the second one can be adjusted to improve the inertial response of the power system. Both functions are realized as swing equations called fast swing equation for

synchronization and slow swing equation for provision of inertia with a different mechanical time constant  $T_a$  (corresponding to acceleration unit constant or 2H in a traditional SG).

The functionality of this new approach for DVC is examined and compared with conventional generators as well as ordinary fully GFC- DVC (with only synchronization swing equation) in the case of the primary control response, RoCoF, and nadir of the test system regarding the additional load corresponding to the sudden loss of generation. Furthermore, severer disturbances like system split, islanding operation as well as re-synchronization are tested to prove the capability of 100% converter-base generation as well as overall frequency stability.

The paper is organized as follows. Section 2 presents GFC-DVC. The proposed control strategy of separated RoCoF and synchronization to regulate both the frequency and the RoCoF at the point of common coupling (PCC) is presented in Section 3. Section 4 shows the functionality of the proposed controller via the simulation results in Matlab/Simulink. Finally, Section 5 draws conclusions and future work directions.

## II. DIRECT VOLTAGE CONTROL

### A. DVC as Line Side Converter (LSC) Control

For this paper, the DVC is implemented as a LSC control of a full converter according to fig. 1, which is fed from a DC link. The virtual mechanical power  $p_{mec}$  (fig. 2) represents the reference of the active power so that the balancing of the DC-link voltage is the responsibility of a PI-controller ‘controlled current source’. The parameters of the PI controller correspond to typical values to approximate realistic DC-link dynamics. From fig. 1, the output voltage  $\underline{u}_C = u_{C,d} + j u_{C,q}$  of the DVC controlled inverter in d/q frame oriented to  $u_{Line}$  drives from the Kirchhoff equation:

$$u_{C,d} = u_{Line} - x i_{q,ref} \quad u_{C,q} = x i_{d,ref} \quad (1)$$

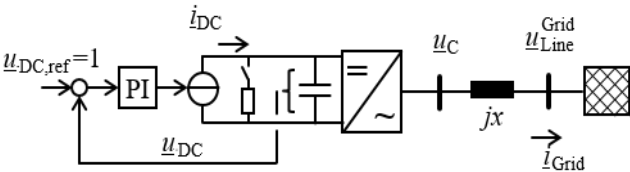


Fig. 1. Simplified electrical design DVC

The control is performed in a d/q-frame-system with the appropriate angle, which is described in detail as follows. The internal current references of the control  $i_{d,ref}$  and  $i_{q,ref}$  are formed from the virtual mechanical power  $p_m$  of the swing equation and a reactive power reference  $q_{ref}$  (fig.2).

$$p_e = u_{Line} i_{d,ref} \quad q_e = -u_{Line} i_{q,ref} \quad (2)$$

### B. DVC structure

The main features of a GFC control are voltage source behavior and power-based synchronization (PBS). Voltage source behavior has already been demonstrated by DVC in

various works [Erlich. I et al (2017); Neumann. T et al (2015); Korai. A et al (2017)]. DVC is synchronized to the grid based on voltage or active power balancing. Synchronization of DVC based on grid voltage using fundamental frequency detection is called ‘‘partial GFC-DVC’’. If synchronization is done using a swing equation, is called ‘‘fully GFC-DVC’’.

The principle idea of the DVC is that the output voltage of the converter is controlled directly and not indirectly via current controllers. It resembles classical converter controls in rotating d/q-coordinates, that have the same outer loop controller, but avoids the use of the integral component of the proportional-integral (PI) current controllers and shifts the proportional component towards the output terminal, for the inner loop controller, which gives the DVC a voltage source behavior instead of a previously current source behavior. To limit the effect of this part (proportional component) on the dynamic behavior, this component uses a high-pass washout filter (HP) in this approach. The main control task is done by the feed-forward terms  $u_{Line}$ , which are sufficient because there are already integral controllers in outer loop controllers for the active current and the reactive current (fig. 2). This similarity to classical inverter control offers the advantage that many well-known principles from classical inverter control can be applied to DVC, so DVC is not a completely new technology with its associated uncertainties.

Furthermore, the use of d/q-coordinates in control has several advantages over polar coordinates, which are used in some other GFC control schemes. These advantages include decoupled control of active and reactive power, and the fact that with DVC the converter output voltage can be formed directly from the internal current references as well as the measured grid voltage via Kirchhoff equations mentioned in eq (1).

Fast voltage control according to actual requirements of network codes is provided by the factor  $k_u$  in the d-axis of the DVC (fig. 3) which depends on strength of grid connection and would be decided by the network operator in the process of grid integration. This fast voltage control responds to voltage changes in the opposite direction in the inverter output voltage. The low-pass filter (LP) in this branch delays this control function to decouple the response of this function in time from the inertial response of the synchronizing swing equation or to avoid their superposition.

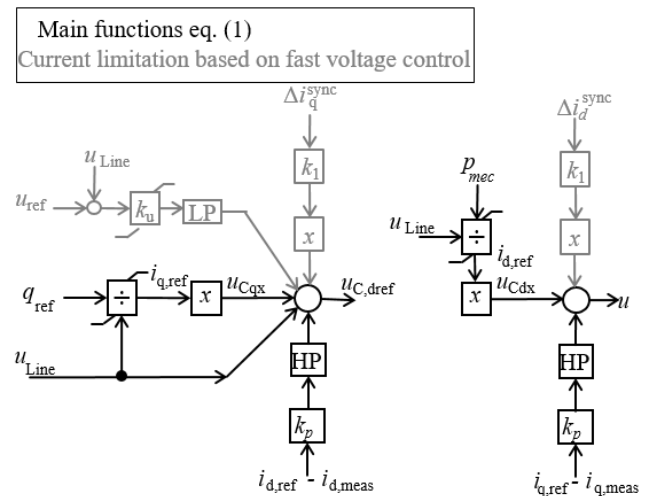


Fig. 2. DVC control diagram

For the current limitation, difference currents  $\Delta i_d = i_{d,ref} - i_{d,meas}$  and  $\Delta i_q = i_{q,ref} - i_{q,meas}$  are derived from a magnitude limitation, which leaves the angle of the fault current unaffected, turned into difference voltages, and then implemented to eq. (3)-(4). These results are in voltage-based current limitation because the converter output voltage is influenced by this method. This method is only applied to the current components that are above the apparent current limit of 1.1 pu, thus keeping the inverter output voltage at the limit of what is possible for the inverter and not interfering with the control functions of the GFC- DVC itself. Also, no additional controllers or control functions have to be switched on or off. By parameterization of  $k_1$ , the intensity of the current limitation intervention can be influenced to improve the dynamic behavior. The output of fast voltage control during fault limitation is 0.16. By selecting  $k_1 > 1$  e.g.  $k_1 = 1.5$ ,  $k_1 * x = 0.24$ , the control action of the current limitation is predominant. The control structure, however, is applicable for other priorities for current limitation as well [Denecke et al (2021)].

$$u_{C,d} = u_{Line} - x i_{q,ref} - k_1 x \Delta i_q - k_u (u_{Line} - u_{ref}) - r_{virt} HP(s)(i_{d,ref} - i_{d,meas}) \quad (3)$$

$$u_{C,q} = -x i_{d,ref} - k_1 x \Delta i_d - r_{virt} HP(s)(i_{d,ref} - i_{d,meas}) \quad (4)$$

### III. SEPARATED SYNCHRONIZATION AND RoCoF CONTROLLER LOOP FOR DVC

#### A. Synchronization

Orderly operation of electrical grids requires at least a steady-state power flow on the transmission lines. For this purpose, the generating plants in the grid must agree on a common frequency, whose time average value is usually 50 Hz or 60 Hz. However, generation plants must be able to leave this frequency, at least briefly, to adopt a different relative angle with respect to the grid and thus a different feed-in. This means that the generation plants can be operated with power control. A control difference of this power control contributes to the overall active power balance error of the system, based on which all generators leave steady-state operation and accelerate or decelerate due to the integral relationship between power and frequency of the synchronous generators. This can then be observed globally based on the system frequency and a decentralized controller without communication (primary controller) can be used to adjust the generator speeds, which is equivalent to balancing the power of the grid.

The synchronization of the LSC to the grid can be defined as the process of minimizing the difference in the phase, the frequency, and the magnitude between the LSC output voltage and the grid voltage, which is allocated to the grid following the converter. An ideal synchronization technique should promptly respond to any grid changes, well track the phase angle of the grid, adeptly detect any variation in the grid frequency, and effectively isolate the harmonic components and disturbance from the fundamental waveform. GFC controls artificially establish the relationship between power and frequency, which does not exist in voltage source converters for technological reasons. Using the swing equation, the difference between a virtual mechanical power  $p_{mec}$  and the actual electrical output power  $p_e$  of the inverter

determines the change in frequency and angle of the inverter output voltage. This is changed until both input signals are identical. In this way, the power control of conventional power plants is reproduced and, in principle, the same conditions regarding power and frequency control or stabilization apply as for synchronous generators.

#### B. Proposed Synchronization

The synchronization of the converters should ideally take place quickly, but in the first instance robustly. With fast synchronization, the internal phase of the converter control ensures a d/q-frame is always in phase, with the grid voltage so that active and reactive power can be controlled separately without interference with each other. In this study, Firstly for DVC controller, voltage-based synchronization (VBS) contributes to PBS together using  $k_{lim}$  factor, to compensate deficiencies for each other (fig. 3). Secondly, according to fig. 3, proposal PBS synchronization consists of two oscillation equations. The first one called fast swing equations ( $T_{a,fast}, k_{d1}, k_{\omega}, k_{lim}$ ) - serves mainly the purpose of a strongly damped power-based synchronization and provides only limited virtual inertia. Therefore, virtual inertia is provided by the second weakly damped called slow swing equation ( $T_{a,slow}, k_{d2}, k_{In}$ ). This division has the advantage that these control functions, separated in this way, can each be optimized specifically for their purpose, and thus no trade-off has to be made between the individual functions (inertia and frequency control vs. synchronization) in the overall behavior of the synchronization.

Damping and stabilization of the state variable  $\omega_{swing}$  is usually done in relation to a fixed speed reference  $\omega_{swing}^{ref} = 1$  pu in swing equations. This automatically leads, to a strong frequency power or primary control behavior, due to the high damping  $k_{d1}$  for the synchronization, which is undesirable. To avoid this, we use here a structure according to the top part of fig. 3 under the constraint eq. (6). Here the state variable  $\omega_{swing}^{fast}$  of the swing equation is stabilized to the grid frequency  $\omega_{PLL}$  measured using a PLL via the factor  $k_{d1}$ . Thus, the fast oscillation equation has no frequency power or primary control behavior and can inject any desired active power at any prevailing frequency. Nevertheless, the possibility remains open to generating a primary control behavior using the factor  $k_{\omega}$ , which is then independent of the high damping of the synchronization. Thus, the user has the choice to participate in frequency control. The control loop with  $\Delta \omega_{swing}^{fast}$  (fig. 3) is not completely replaced by the control loop with  $\Delta \omega_{PLL}$ . It is replaced with a relatively small factor according to eq. (5), since the damping of the system itself as well as the connected grids can be significantly improved at sub-synchronous frequencies, primary control can be achieved in the order of conventional power plants' scale and island grid capabilities.

$$(d\omega_{swing}^{fast}) / dt = T_{a,fast} [p_{mec} - p_e + k_{d2}(\omega_{swing}^{fast} - \omega^{Grid}) + k_{\omega}(\omega_{swing}^{fast} - \omega^{ref})] \quad (5)$$

$$k_{\omega} \ll k_{d1} \quad (6)$$

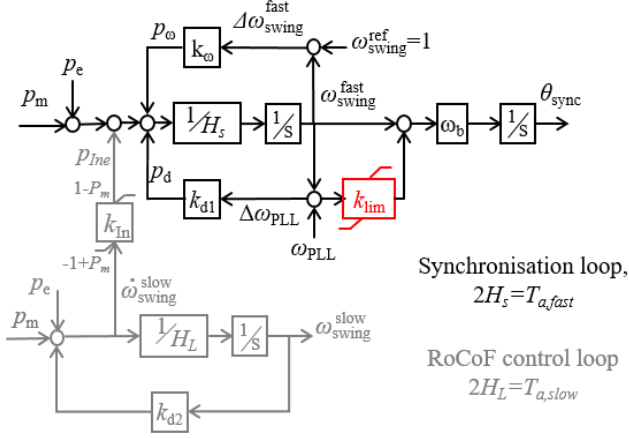


Fig. 3. Separated synchronization and RoCoF control loop

Aforesaid, the quick, instantaneous, and robust estimated phase angle and frequency of VBS,  $\omega_{PLL}$  under unbalanced and distorted grid conditions, come up with slow inertial nature of PBS (in comparison to VBS not second slow swing equation)  $\omega_{swing}^{fast}$ , stabilizes and controls the grid externally and internally which is represented as  $\omega_{sync}$  and shows in:

$$\omega_{sync} = \omega_{swing}^{fast} + k_{lim} (\omega_{PLL} - \omega_{swing}^{fast}) \quad (7)$$

The  $k_{lim}$  factor defines the rate of VBS contribution with PBS in case of synchronization and is also considered as a part of the current control limitation. For modeling, the fully DVC in a d/q frame, the phase angle  $\theta_{sync}$  which is derived from introduced eq. (7) in grid-connected mode must be constant under steady-state conditions. It has to correspond to the phase displacement between the virtual position of the GFC internal voltage and the position of the grid voltage vector, which is defined by:

$$d\theta_{sync} / dt = \omega_{sync} \quad (8)$$

### C. Virtual Inertia, RoCoF control loop

The inertia effect, which is supposed to relieve the synchronous generators from mechanical stress and thus also smooth the mains frequency, can in principle be performed as a kind of RoCoF control by injecting power  $p_{in}$  proportional to the measured RoCoF. However, since in general gradients are difficult to measure and thus only few possibilities are available in the controller design except for setting the proportional gain  $k_{in}$  - in this work, we generate an artificial Rocof signal using the second slow oscillation equation (fig. 3  $H_L$ ,  $k_{d2}$ ,  $k_{in}$ ), which is more weakly damped contrary to the fast oscillation equation. Moreover, this gives the possibility to adjust it e.g. empirically, by pole placement, or using an optimal or robust optimization criterion. This weak damping is enabled by synchronization using the fast oscillation equation, allowing inertia to be provided over longer periods of time  $T_{a,slow}$  and thus supporting the power system frequency more effectively. This second oscillation equation is coupled to the first one (fig. 3  $H_s$ ,  $k_{d1}$ ,  $k_{\omega}$ ,  $k_{lim}$ ) by supplying this artificial Rocof signal like another dispatch to the first one, via proportional gain  $k_{in}$ . Since both oscillation equations are decoupled, the parameters can be freely adjusted in wide parameter ranges, but stability must be taken into account.

## IV. PERFORMANCE ILLUSTRATION IN TEST SYSTEM

A 400/220 kV 16-machine dynamic test system known as PST16 has been developed based on characteristic parameters of the European power system. The network consists of 3 strongly meshed areas, which are connected by long-distance transmission lines [S.P. Teeuwssen et al (2003)]. In this paper, the meshed area B of the network is considered to study the frequency dynamics, which is shown in Fig. 4. The system is modified by adding wind turbines, which are equipped with fully GFC- DVC and proposed separated synchronization-RoCoF control loops.

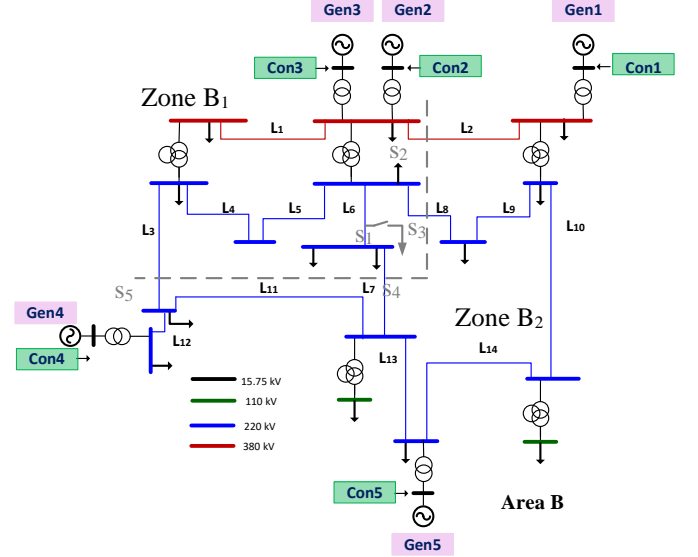


Fig. 4. Layout of test system

### A. Separated primary and RoCoF controller Functionality

The purpose of this section is to prove the functionality of the (synchronization and RoCoF control loops for DVC) Synch- RoCoF- DVC in case of the primary control response, RoCoF, and nadir of the test system. For this purpose, first, the frequency of the test system is investigated and compared in different combinations of GFC based on DVC and SG while after 20 seconds, the switch  $S_1$  adds 250MW additional load. A distinction is made between 5 scenarios (tab. 1).

Table 1. Synchronization (Primary) and inertia scenarios

Scenario	Description
A	Only synchronous Generator (SG) in the grid
B	Converter (Con) 1, 4, 5 with Synch-DVC, & SG 2, 3 $T_{a,fast}=0.125s$
C	Con 1, 4, 5 with Synch-RoCoF-DVC, & SG 2, 3 $T_{a,fast}=0.125s$ , $T_{a,slow}=1.25s$
D	Con 1, 4, 5 with Synch-RoCoF-DVC, & SG 2, 3 $T_{a,fast}=0.125s$ , $T_{a,slow}=2.5s$
E	Con 1, 4, 5 with Synch-RoCoF-DVC, & SG 2, 3 $T_{a,fast}=0.125s$ , $T_{a,slow}=5s$

The synchronous generators are equipped with a primary controller with a droop factor of 5%. To create the same

conditions, the factor  $k_\omega$  is set in the converters to  $k_\omega = 20$ . Three aggregated 1550-, 2×1000-MVA, Con1, 4, and 5 controlled using DVC with the contribution of 2×1300-MVA- Gen 2, 3 are considered for scenarios B-E.

Fig. 5 shows the results of a frequency measurement on line  $L_8$  for scenarios A-E (tab. 1). The diagram on the left shows frequency dynamics for all scenarios in detail. The small differences in the steady frequency between the scenarios with only synchronous generators (A) and the scenarios with converters (B-E) are due to the different network PCCs of the converters, which are associated with somewhat greater losses.

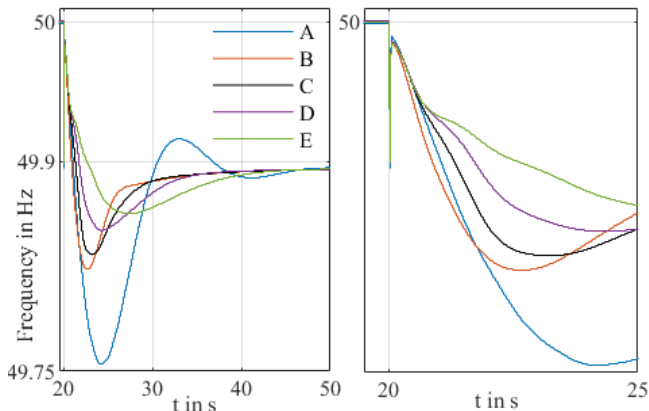


Fig. 5. Frequency response of 5 mentioned scenarios

In scenarios B-E, where converters Con 1, 4, 5 are replacing Gen 1, 4, and 5 in the grid, you can see a significantly higher nadir compared to scenario A, which is due to the instantaneous primary control via the factor  $k_\omega$ . Since Con 1, 4, and 5 make up more than 60% of the generation in the test system in scenarios B-E; they can make a major contribution to the primary control, but can otherwise also follow the grid frequency via the factor  $k_{d1}$ . A comparison between scenarios A and B shows that a direct inclusion of inertia in the synchronization swing equation causes only little improvement in RoCoF, which is due to the high damping  $k_{d1}$  required for synchronization. In the second swing equation for the formation of the RoCoF signal (fig. 5), the damping  $k_{d2}$  can be selected to be very low, so that the inertial response of this does not decay over a long period of time and thus results in more significant improvements of RoCoF and nadir in scenario C-E. The second swing equation can be set independently and represents a deterministic possibility of providing inertia since no noisy frequency gradients have to be measured here.

### B. System split, islanding operation, and resynchronization

The system splitting can lead to power system breakdown and lead to an over/under frequency, voltage, and actual risk of system collapse. This depends upon the point of separation and the number of loads and generation units in a given area. The increase of transmission capacities and renewable generation share lead to high power imbalance and interfaced power electronics generators do not provide an inherent contribution to the frequency dynamics and can be subjected to disconnections.

For the simulation and analysis of the system split, islanding, and resynchronization scenarios with a high share of renewable energy, like the last part combination of Con1, 4, 5 with Synch- RoCoF- DVC (around 60% converter based generator) with Gen 2, 3 is considered. The grid has been split through  $L_2, L_3, L_7$  and  $L_8$  via switches  $S_2, S_3, S_4$  and  $S_5$  switches at  $t_{split}=40$  s. As a result the grid is divided into 2 separated zones, zone B<sub>1</sub> with 100% converter based generator and zone B<sub>2</sub> with 100% conventional synchronous generator. These 2 islanded grids continue working stable in island mode for more than 38 seconds and at  $t_{resynch}=78$  s would be connected through the same lines and switches. Fig. 6 shows the results of a frequency response of Con 1, 4, 5, and Gen 2, 3 for system split, islanding, and resynchronization scenarios.

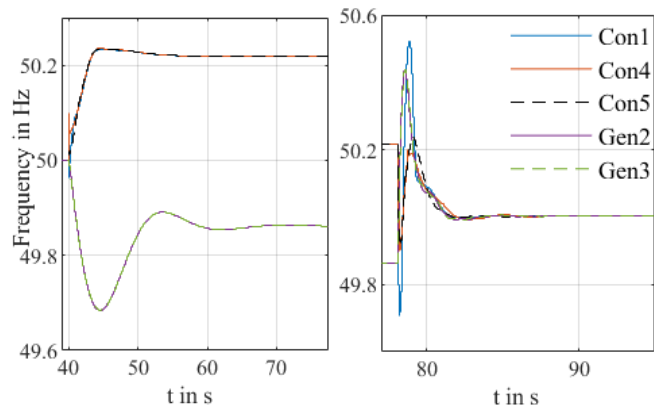


Fig.6. Frequency response of system split & resynchronization

The diagram on the left indicates the frequency response (inertial and primary behavior) at splitting time  $t_{split}=40$  s as well as islanding mode in the next 38 sec, grid splitting causes over-frequency in the converter-based zone and under-frequency in the conventional generator's zone. Frequency stability is shown in both zones so even in zone B<sub>2</sub> (fig 6) with 100% converter based is managed by DVC and its new separated Synch-RoCoF-DVC control. The diagram on the right side shows the frequency response at re-synchronization time  $t_{resynch}=78$  s and post post-transient behavior. As you can see, the frequency returns to nominal value of 50 Hz after the resynchronization of split grids.

## V. CONCLUSIONS

This paper improved the synchronization control loop of decoupled GFC- DVC in d/q reference frame. The proposed controller considers separated control loops for fast synchronization with small inertia and slow inertia response to take advantage of the fast response of the converter, and time frames of inertial response and primary frequency control for an effective control capability for the converter for both timeframes after a disturbance. The proposed separated controller determines desirable independent parametrization for inertia from other control characteristics. The functionality of the proposed controller was examined, compared and proved with frequency response and its features like nadir and RoCoF with additional load as well as system split, islanding and re-synchronization scenarios. For simplification, the converters have been designed as average models and provided with identical parameters for all converters in the grid, to exclude the over-fitting of the parameters for the specific application site and to prove the

robustness of the DVC. The following work on the GFC-DVC will address, optimal and robust RoCoF control, detailed voltage reactive power control in the outer control loop of DVC, and interaction of converters equipped with DVC on each other as well as present a GFC- STATCOM variant of the DVC.

#### REFERENCES

- Milano, F., Dorfler, F., Hug, G., Hill, D., and Verbic, G. (2018). Foundations and challenges of low-inertia systems. In *Procs. of the Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 1–22.
- Rosso, R., Wang, X., Liserre, M., Lu, X and Engelken, S, 2021 "Gridforming converters: Control approaches, grid-synchronization, and future trends—a review," *IEEE Open Journal of Industry Applications*, vol. 2, pp. 93–109,
- Tayyebi. A Magdaleno. A, Vettoretti. D, Chen. M. Prieto-Araujo. E, Anta. A and Dorfler. F (2021). System-Level Performance and Robustness of the Grid-Forming Hybrid Angle Control. In *Procs. of the Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 1–22.
- Li, Y, Gu, Y, and Green, T. C., "Rethinking grid-forming and grid following inverters: A duality theory," 2021, Preprint available at <https://arxiv.org/abs/2105.13094>
- Tayyebi. A, Dörfler. F, Kupzog. F, Miletic. Z and Hribernik. W, "Grid forming converters-inevitability, control strategies and challenged in future grids application", in Proc *CIREN 2018 Ljubljana Workshop on Microgrids and Local Energy Communities*
- Erlich, I et al, (2017) "New Control of Wind Turbines Ensuring Stable and Secure Operation Following Islanding of Wind Farms," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 32, no. 3, pp. 1263-1271
- Neumann. T et al., "Novel direct voltage control by wind turbines," (2016) *IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1-5.
- Korai. A Denecke. J, Rueda Torres, J. L, and Rakhshani. E, (2019), "New control approach for black start capability of full converter wind turbines with direct voltage control," *IEEE Milan PowerTech*
- Denecke. J, Maherani. M and Vennegeerts. H, (2021)," Current Limitation in fully grid-forming Direct Voltage Control," *In Proc 20th wind integration workshop*
- S.P. Teeuwssen; I. Erlich; M.A. El-Sharkawi, (2003), "Neuralnetwork-based classification method for small-signal stability assessment", in *Proc PowerTech*



# Systemtechnische Aspekte während des Kohleausstiegs – Relevanz, Dringlichkeit und Schlussfolgerungen für begleitende Analysen

Carsten Graeve<sup>1</sup>, Marc Woestefeld<sup>1</sup>, Univ. Prof. Dr.-Ing. H. Vennegeerts

**Abstract – Im Rahmen des KVBG zur politischen Verankerung des politisch beschlossenen deutschen Kohleausstiegs bis 2038 wird auch eine Langfristanalyse in die Verantwortung der deutschen ÜNB gelegt. Relevanz, Dringlichkeit und Schlussfolgerungen weisen einen Handlungsbedarf bei fortschreitender Reduzierung der aktiven Synchrongeneratoren durch Stilllegung im deutschen Netzgebiet aus, welcher die aktuellen Monitoringverfahren in Komplexität und verfügbarem zeitlichem Rahmen übertrifft. Zudem erfordert selbst die Bewertung heute bereits existierender technischer Alternativen aufgrund ihrer Realisierungszeiten einen zeitlichen Vorlauf von bis zu 6 Jahren. Aufgrund der in einem solchen Betrachtungszeitraum vorliegenden Unsicherheiten hinsichtlich der Realisierung laufender Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen, sowie der Entwicklung von Last und Erzeugungsanlagen wird die Betrachtung von Szenarien wahrscheinlich. Da die Systemsicherheit betroffen ist, sind Entscheidungen zur Aufnahme von Kohlekraftwerken in die Netzreserve auf Basis dieser Szenarien großzügig erforderlich. Systemische Abhilfemaßnahmen, die wie die Etablierung netzbildender Umrichter eine Vielzahl von Systemstabilitätsaspekten positiv beeinflussen, erfordern eine Verankerung in EU-Richtlinien und nachfolgend der nationalen Gesetzgebung. Das ist frühestens in einem Zeitraum von 8 Jahren denkbar, sollte aber schnellstmöglich begonnen werden. Bis dahin ist abzuwägen, ob der Einsatz existierender Technologien mit neuen Investitionen einer situationsbezogenen Weiternutzung von Steinkohlkraftwerken in der Netzreserve vorzuziehen ist.**

## I. LANGFRISTANALYSE IM KVBG

NACH dem im August 2020 in Kraft getretenen deutschen Gesetz zum Ausstieg aus der Kohleverstromung ("Kohleverstromungsbeendigungsgesetz", KVBG) [1], müssen alle bestehenden Kohlekraftwerke bis spätestens 2038 auslaufen. Bis zum endgültigen Abschaltungszeitraum 2038 sind im KVBG Zieldaten zu den Zeitpunkten 2022 mit 30 GW und 2030 mit 17 GW Restkraftwerksleistung verankert. Die Abschaltung von Braunkohle und Steinkohlkraftwerken erfolgt getrennt nach unterschiedlichen Vorgehensweisen. So ist die vertraglich flankierte Abschaltung der

Braunkohlkraftwerke bereits mit Abschaltreihenfolge im Gesetz hinterlegt und auch nicht temporär aufhebbar. Der Übertragungsnetzbetreiber kann lediglich für eine beschränkte Dauer eine Umwandlung in einen Phasenschieber begründen. Steinkohlkraftwerke können sich allerdings in einem Ausschreibungsprozess, der BNetzA auf eine Abschaltung bewerben. Das Ausschreibungsvolumen orientiert sich an der Differenz des verbleibenden Kraftwerksparks und des linearisierten Zielwerts für das Abschaltjahr. Bis Ende 2023 ist dies das einzige Abschaltungsverfahren, welches mit einer Übergangsphase bis 2027 in ein gesetzlich angeordnetes Abschaltverfahren übergeht. Eine endgültige Außerbetriebnahme eines Steinkohlkraftwerks steht aber unter dem Vorbehalt, dass das Steinkohlkraftwerk nicht als systemrelevant zu bewerten ist. In diesem Fall wird es in die Netzreserve überführt, einem Kraftwerkspark, welcher für Systemdienstleistungen auf Abruf der Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung steht, jedoch nicht mehr am Markt teilnehmen darf.

Da die Abschaltung der Kraftwerke erhebliche Auswirkungen auf die Auslegung und den Betrieb des Übertragungsnetzes hat, enthält das Gesetz die Verpflichtung für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, bis zum 31. Dezember 2020 eine Langfristanalyse über den gesamten Ausstiegszeitraum zu erstellen, welche die systemtechnischen Aspekte des Kohleausstiegs betrachtet. Gleichzeitig soll diese einen Rahmen zur Ausgestaltung der im KVBG verankerten und durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) durchzuführenden begleitenden Netzanalyse liefern

Die Erforderlichkeit dieser Analyse ergibt sich aus der Betrachtung der derzeit etablierten Verfahren zur Bestimmung des Bedarfs an Netzreservekraftwerken. So ist in der Netzreserveverordnung [2] festgelegt, dass durch die BNetzA zum 30. April eine jährliche sogenannte Bedarfsanalyse durchgeführt wird. Analysegegenstand ist die Bewertung der Erzeugungskapazitäten in Hinblick auf die Zuverlässigkeit des Versorgungsnetzes. Betrachtungsgegenstand für die Bewertung sind die Faktoren Leistungsfluss und Spannungs- und Frequenzstabilität im Zeitraum des Analysejahres bis hin zu

Teile dieser Publikation wurden im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT und TransnetBW gemäß ihrer Verpflichtung nach KVBG §34(1) durchgeführt.

<sup>1</sup>Diese Autoren haben zu gleichen Teilen an diesem Dokument beigewirkt.

C. Graeve, elektrische Energiesysteme, Universität Duisburg-Essen, Bismarckstr. 81, 47057 Duisburg (carsten.graeve@uni-due.de).

M. Woestefeld, elektrische Energiesysteme, Universität Duisburg-Essen, Bismarckstr. 81, 47057 Duisburg (marc.woestefeld@uni-due.de).

Univ. Prof. Dr.-Ing. H. Vennegeerts, elektrische Energiesysteme, Universität Duisburg-Essen, Bismarckstr. 81, 47057 Duisburg (hendrik.vennegeerts@uni-due.de).

vier Jahren in der Zukunft. Dabei wird die Analyse so ausgestaltet, dass das nachfolgende Winterhalbjahr jährlich gerechnet wird und entscheidungsrelevant ist, sowie ein weiteres der folgenden vier Jahre nach Vorgabe der BNetzA betrachtet werden kann, jedoch nur als Ausblick dient.

Zusätzlich existiert bereits die Systemrelevanzprüfung, welche auf den Bedarfsanalysen aufbauen. Ausgelöst wird die Systemrelevanzprüfung durch ein Stilllegungsbegehren für ein Kraftwerk, mit Bezug auf den Kohleausstieg durch den erfolgten Zuschlag oder die Anordnung zur Abschaltung eines Steinkohlekraftwerks. Zielsetzung der Systemrelevanzprüfung ist die lokale Bewertung des Steinkohlekraftwerks in Hinblick auf die Systemsicherheit und Netzstabilität. Die Bewertung baut auf den Erkenntnissen der Bedarfsanalysen auf, kann aber weiterführende Analysen auch zu weiteren Stabilitätsaspekten beinhalten.

Gegenstand der Langfristanalysen ist die Frage, welche Aspekte der Systemsicherheit und -stabilität einem regelmäßigen Monitoring und damit auch der Berücksichtigung in den Systemrelevanzprüfungen unterliegen sollten. Im Zeitraum bis zum Ende des Kohleausstiegs – zum Zeitpunkt der Analyse und nach aktueller Fassung des KVBG das Jahr 2038 - ist jedoch die Systementwicklung aufgrund von Unsicherheiten, um nur ein paar Beispiele wie Netzausbau, Stilllegungsreihenfolge und Lastentwicklung zu nennen, nicht belastbar analysierbar.

Für die Langfristanalyse wird daher ein qualitativer Ansatz gewählt. Ausgangspunkt der Analyse sind die Synchrongeneratoren im Netz. Diese werden auf Ihren Einfluss in Bezug auf Systemsicherheits- und -stabilitäts-relevante Fragestellungen betrachtet und die zugehörigen Parameter ermittelt. Weiterführend sind mögliche Alternativen für den Einsatz von Synchrongeneratoren zu identifizieren und ihre Realisierungszeiten zu ermitteln, da diese den Betrachtungszeitraum der Systemrelevanzprüfung für die Steinkohlekraftwerke bestimmen.

Ziel ist, dass abgeleiteter Untersuchungsbedarf und ausgewiesene Kriterien wiederum einen Rahmen für konkreten Untersuchungsbedarf für die begleitenden Netzanalyse liefern.

## II. ANALYSEERGEBNISSE

Die Langfristanalysen der ÜNB erstrecken sich über mehrere Aspekte, die Unterstützung durch das Fachgebiet elektrische Energiesysteme der Universität Duisburg-Essen war aber auf Systemstabilitätsaspekte begrenzt. Insbesondere waren dort das Engpassmanagement im Sinne der Verletzung quasistationärer Strom- und Spannungsgrenzen sowie der Netz- und Versorgungswiederaufbau nicht Betrachtungsgegenstand. Aus allen Systemstabilitätsaspekten wurden zunächst sämtliche Resonanzfragen als nicht im Rahmen der Systemrelevanzprüfung behandelbar ausgegrenzt. Dies betrifft sämtliche Resonanzerscheinungen von Erzeugungsanlagen – Synchrongeneratoren oder Umrichter – untereinander sowie in Interaktion mit dem Netz. Grund ist nicht, dass für diese Aspekte nicht grundsätzlich Gegenmaßnahmen bis 2038 erforderlich werden könnten. Jedoch sind diese praxisgerecht – auch aufgrund der üblicherweise erforderlichen EMT-

Simulationen - im Rahmen der Netzanschlussprüfung neuer Anlagen zu behandeln und existieren für bestehende Anlagen oft auch lokale Abhilfemaßnahmen als Alternative zu einem Weiterbetrieb von Steinkohlekraftwerken. Für die weiteren Aspekte wurden die folgenden Schlussfolgerungen gezogen:

Aspekte die im Rahmen der Langfristanalyse betrachtet wurden:

### A. Frequenzhaltung und Frequenzstabilität

Durch das inhärente Verhalten der Synchrongeneratoren die Netzfrequenz durch die Momentanreserve der rotierenden Masse zu stützen, so dass Frequenzgradienten limitiert werden um eine Aktivierung der Frequency Containment Reserve (FCR) zu ermöglichen, ist hier definitiv ein Einflussfaktor für die Abschaltung der Kohlekraftwerke zu identifizieren. In Relation haben die Kohlekraftwerke durch ihre Turbinen-Generator-Masse einen sehr großen Anteil an der Momentanreserve.

Eine Überschreitung der durch die ENTSO-E definierten Grenzwerte für den Frequenzgradienten ist aber auch bei Ausschaltung aller deutschen Kohlekraftwerke beim Synchronverbundbetrieb Continental Europe nicht zu erwarten. Die Beschaffung von Regelleistung unterschiedlicher Qualitäten im Rahmen der Frequenzhaltung ist ein üblicher Betriebsprozess und marktlich organisiert. Daher ist hier – außerhalb der Wirkung auf der Angebotsseite und damit möglicherweise auf Regelleitungspreise – kein Einfluss durch die Stilllegung der Steinkohlekraftwerke zu erwarten. Eine Überführung in die Netzreserve motiviert dies aber nicht.

Risiken können aber im Bereich der Frequenzhaltung, d.h. im Frequenzbereich, für den üblichen, marktbasierend beschaffte Gegenmaßnahmen betrieblich vorliegen, dennoch auftreten. Durch nicht konzeptgemäßes Verhalten älterer Erzeugungsanlagen können bei Frequenzabweichungen der Grenzwert von  $\pm 800$  mHz überschritten werden. Die betroffenen Erzeugungsanlagen sind jedoch nur noch mit begrenzter Nutzungsdauer vorgesehen, sodass es sich um ein temporäres Problem handelt.

Für den darüber hinausgehenden Frequenzbereich, der in der Studie mit dem Begriff Frequenzstabilität belegt wurde, besteht bei hohen Frequenzgradienten die Gefahr, dass die existierenden Notmaßnahmen einschließlich des Unterfrequenzlastabwurfs bei heutigem Trigger für denkbare System-Split-Fälle wie dem aus 2006 nicht ausreichen, um die Frequenz im zulässigen Betriebsbereich zu stabilisieren und damit einen (Teil-)Netzzusammenbruch zu vermeiden. Lokal vorhandene Momentanreserven würden dazu beitragen, dieses Problem zu entschärfen. Mehrere Untersuchungen belegen die Zunahme solcher Gefährdungen der Frequenzstabilität, da mit steigenden Transportentfernungen regionale Ungleichgewichte der Wirkleistungsbilanz

zunehmen und die regional vorhandene Momentanreserve abnimmt. Dieser Aspekt tritt grundsätzlich auch unabhängig vom Kohleausstieg auf, wird durch diesen aber forciert und muss daher auch in diesem Kontext weiter untersucht werden. Er ist auf Grund der weiträumigen Wirkung auf europäischer

Verbundebene zu analysieren und zu bearbeiten. Es fehlen aber noch auf ENTSO-E-Ebene zu definierende Auslegungskriterien, nach denen mögliche Gegenmaßnahmen dimensioniert und parametrisiert werden können.

Daher ist hier ein regelmäßiger Bewertungsbedarf auch im Rahmen der Systemrelevanzprüfungen beim Kohleausstieg erforderlich.

### *B. Langzeit-Spannungsstabilität und transiente Stabilität*

Im Langzeitbereich tragen die Synchronmaschine durch die einstellbare Blindleistungsbereitstellung heute erheblich zur Stabilitätssicherung bei.

Im Bereich der transienten Stabilität stützen Synchronmaschinen das System durch ihre inhärente Reaktion auf Spannungs- und Winkeländerungen an den Klemmen, so dass insbesondere eine verzögerungsfreie Blindleistungsstützung temporär bis ca. Faktor 2,5 über den quasistationären Betriebsbereich hinaus erreicht wird.

Eine unzureichende Deckung des Blindleistungsbedarfs ist bisher weltweit der häufigste Auslöser für Netzzusammenbrüche. Der Bedarf an stationärer und dynamischer Blindleistung ist erheblich und wird auch regelmäßig im Netzentwicklungsplan durch die Übertragungsnetzbetreiber aufgezeigt.

Problematisch ist das Verhältnis zum Netzausbaufortschritt, da auf lokaler Ebene im Planungshorizont von alternativen Blindleistungsquellen (3-6a) Unsicherheiten oder aus Umbaumaßnahmen folgenden zeitweiligen Netzschwächungen resultieren. Daher sind regelmäßiger Analysen und die Berücksichtigung in den Systemrelevanzprüfungen unabdingbar.

Für die transiente Stabilität ist ebenfalls ein Risiko auszuweisen. Sofern keine Maßnahmen ergriffen werden wird durch steigende Transportentfernungen mit hohen Betriebsmittelauslastungen bei Abschaltung der Synchrongeneratoren die Stabilität beeinträchtigt. Alternative Maßnahmen (z.B. Phasenschieberanlagen) sind vorhanden, erfordern jedoch einen anzunehmenden Umsetzungszeitraum von 3-6a.

Die Unsicherheiten und möglichen kurzfristigen Netzschwächungen, sowie die Abhängigkeit vom Netzausbaufortschritt machen eine regelmäßige Analyse und Bewertung der Situation zwingend erforderlich, zumal mit der Umrüstung von Kohlekraftwerken auf Phasenschieber eine Brücke bis zur Existenz systemischer Abhilfemaßnahmen unter Einbezug netzbildender Umrichter geschaffen werden kann.

### *C. Bereitstellung von Kurzschlussstrom*

Im Fehlerfall tragen die Synchrongeneratoren durch ihr inhärentes Verhalten unmittelbar zum Kurzschlussstrom bei. Dabei liegt der Strombeitrag bei einem Vielfachen Ihres Nennstroms. Ein Verhalten, welches durch umrichterbasierte Erzeugungsalagen bisher nicht abgebildet werden kann.

Dennoch ist eine Unterschreitung des minimalen Kurzschlussstrombedarfs für die Sicherstellung der konzeptgemäßen Schutzauslösung installierter Einrichtungen im Betrachtungszeitraum nicht zu erwarten. Zusätzlich bestehen noch Sicherheitsreserven im Bereich der

Empfindlichkeit der Schutzsysteme, so dass bei lokalem Bedarf und mit geringer Vorlaufzeit eine notwendige Umrüstung durchgeführt werden kann.

Für die Klärung der Frage, in welchem Umfang Oberschwingungen bei Einschalten und Übererregung von Transformatoren die umrichterbasierten Erzeugungsanlagen beeinträchtigen, besteht noch Forschungsbedarf. Ein regelmäßiger Analysebedarf ist jedoch derzeit nicht ableitbar.

Die geringere Dynamik der Kurzschlussstrombereitstellung heutiger umrichterbasierter Erzeugungsanlagen sowie ihre geringere Höhe sorgt in Verbindung mit dem Wegfall der Synchrongeneratoren für eine Vergrößerung des Spannungstrichters im Fehlerfall. Während auf der Seite der Erzeugungsanlagen bereits mit der LVRT-Eigenschaft eine unzulässig hohe Beeinflussung der Wirkleistungsbilanz durch die Spannungstrichter wirksam vermieden wird, bestehen dafür auf der Seite der Verbraucher noch keine Vorgaben. Eine Notwendigkeit für Gegenmaßnahmen ist aber zunächst messtechnisch durch Nachweis des Wegfalls größerer Verbrauchsleistungen nach Fehlern zu begründen. Da zudem Lösungen wie bei den Erzeugungsanlagen bei der Ursache auf Geräteebene anzustreben sind, leitet sich daraus kein regelmäßiger Analysebedarf in Systemrelevanzprüfungen ab.

## III. ALTERNATIVEN

Neben dem Weiterbetrieb der Synchrongeneratoren sind Technologiealternativen bereits verfügbar oder in der Entwicklung. Tab. I zeigt die in der Studie ermittelten Realisierungszeiträume sowie die durch eine Maßnahme beeinflussten Systemstabilitätsaspekte.

Technologische Alternativen zum Weiterbetrieb der Synchrongeneratoren bestehen existieren für alle Aspekte. Dennoch gibt es Einschränkungen, so ist durch politische Vorgaben die Umrüstung eines bestehenden Synchrongenerators zu einem Phasenschieber nur temporär geduldet und als präferierte Option auszuschließen. Für die Realisierbarkeit ist – wie oben schon erwähnt - bereits für existierende Technologien ein Zeitraum bis zur Einsatzfähigkeit der Maßnahmen von bis zu 6a anzusetzen.

TABELLE I  
Technologialternativen zum Weiterbetrieb von  
Synchrongeneratoren

Alternative	real. Zeitraum	f	U	U (t)	u,φ,θ	I'' <sub>k</sub>	ΔU <sub>dip</sub>
Umrüstung auf Phasenschieber	Monate ... 2a						
Flexible Lasten	Monate ... 2a						
Höhere Schutzsensitivität	Monate ... 2a <sup>1</sup>						
Bezug Scheinleistung von VN	1 ... 4a						
Mehr Generatoren mit Möglichkeit voller dynamischen Spannungsstützung in VN	1 ... 4a						
Statische Blindleistungsquellen	3 ... 6a						
STATCOM	3 ... 6a						
Neue Phasenschieber	3 ... 6a						
Mehr FCR und/oder mit höherer Dynamik	min. 4a						
Steuerebare Blindleistung von Generatoren Q(P=0) in GC festschreiben	min. 4a						
Forderung nach höherer Stromstärke von Wechselrichtern in Grid Codes	min. 8a				2	2	2
höhere Immunität von Verbrauchergeräten gegen Spannungseinbrüche	min. 8a						
Netzbildendes Verhalten von Umrichtern (Grid Forming Converter Control, GFC)	min. 8a		3	3			

f Frequenzstabilität  
|U| Langzeit Spannungsstabilität – statisch  
|U|(t) Langzeit Spannungsstabilität – dynamisch  
u,φ,θ Transiente Stabilität  
I''<sub>k</sub> Kurzschlussstrom  
ΔU<sub>dip</sub> Spannungseinbrüche aus Sicht der Verbraucher

1: Nur wenn ausschließlich lokal benötigt  
2: zur Erfüllung der Anforderungen an Strommenge um vergleichbar mit Phasenschieber zu sein  
3: Schon verfügbar in heutigen Regelungen

Für neue Technologien, welche zusätzlich noch eine Festschreibung in internationalen und nationalen Grid Codes erfordern, sind insgesamt mindestens 8a anzusetzen. Die existenten Bewertungsprozesse zur Systemrelevanz und dem Bedarf an Netzreserve bilden diesen Zeitraum nicht ab (s. Abschnitt XYZ oben). Die Empfehlung ist also eine weitere begleitende Netzanalyse mit mittelfristigen Bewertungshorizont zu etablieren [3].

### Fristen nach KVBG

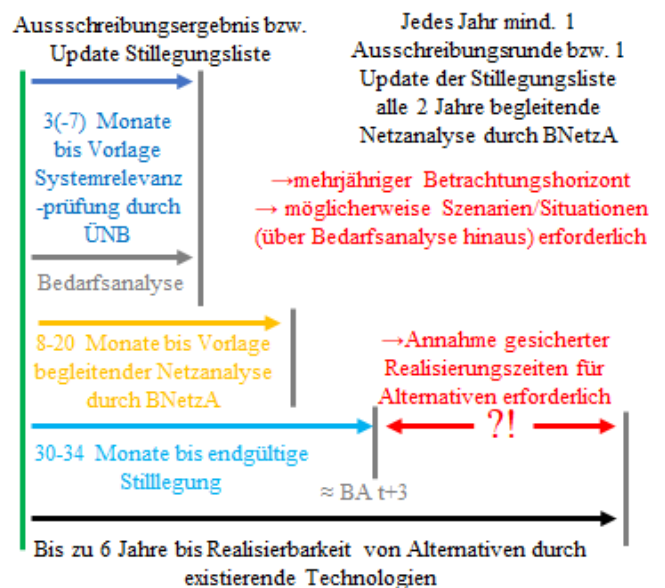


Abbildung 1: Realisierungszeiträume im Kontext der Fristen nach KVBG

#### IV. GRID FORMING CONTROL (GFC)

Eine systemische Alternative zum Weiterbetrieb der Steinkohlekraftwerke ist das netzbildende Verhalten von umrichterbasierter Einspeisung erneuerbaren Energien sowie von STATCOM, Batteriewechselrichtern und HGÜ. Dieser Ansatz zur Betriebsführung ermöglicht ein inhärent systemstützendes Verhalten, das somit, gemäß obiger Tab. I, stützend auf alle Systemstabilitätsaspekte wirkt. Im Gegensatz zu überlastungsfähigen konventionellen Synchrongeneratoren, sind die zulässigen Ströme jedoch stark eingeschränkt und bieten keine hohen Überlastkapazitäten, welche z.T. genau in den kritischen Netzzuständen benötigt werden. Aufgrund dessen muss zur Erreichung einer hinreichenden systemischen Wirkung ein flächendeckender Einsatz der netzbildenden Umrichter erfolgen. Zusätzlich zu den Leistungskapazitäten sind zumeist auch – bedingt durch die Technik hinter dem netzseitigen Umrichter – die Energiekapazitäten begrenzt. Mit wenigen Ausnahmen (dedizierte Batteriespeicher, oder mit zusätzlichen Kurzzeit-Energiespeicher aufgerüstete Typ 2 Erzeugungsanlagen) sind die Anlagen nur im Stande die erforderliche Energie aus dem stark begrenzten Zwischenkreis Kapazitäten – bei Windenergieanlagen auch noch kurzzeitig aus der Rotationsenergie des Rotors – zu extrahieren.

Ferner müssen zu den technischen Herausforderungen auch politische und rechtliche Aspekte betrachtet werden. Durch die zeitliche Dringlichkeit der Dekarbonisierung muss, unter Annahme einer hohen Vorlaufzeit (etwa 8 Jahre) (Tab. I, die Aufnahme in nationale und internationale Grid Codes rasch erfolgen. Erst nach diesen Maßnahmen kann ein flächendeckender Einsatz erfolgen, der zudem erst sukzessive mit der Installation neuer Anlagen einen höheren Durchdringungsgrad erreicht.

Dafür muss zunächst das netzbildende Verhalten definiert werden. Bisher herrscht jedoch nur ein grundsätzlicher Konsens über das Verhalten, das weiter unten in diesem Abschnitt umrissen wird. Umfang und Dynamik des Verhaltens sind aber nicht definiert. So ist zu klären, in welchem Umfang aus systemtechnischer Sicht eine direkte Orientierung am Verhalten der Synchronmaschine zielführend ist. Dabei werden die Möglichkeiten einer gezielten Programmierung des Umrichterhaltens noch nicht vollständig genutzt. Beispielsweise kann bei der Erbringung der Momentanreserve erwogen werden, dass – analog zu Synchronmaschine – eine Ausspeisung von Energie nicht quadratisch zum Frequenzrückgang erfolgt, sondern nach anderer Funktion oder unter Berücksichtigung weiterer Kriterien, wie etwa dem Frequenzgradienten. Ferner erscheint das resultierende schwingende PT2-Verhalten nicht systemfreundlich. Eine weitere Ausarbeitung bzw. Festlegung der notwendigen Eigenschaften erfordert wiederum Zeit, bevor ein zuverlässig definiertes netzbildendes Verhalten in die Grid Codes aufgenommen werden kann.

Dies führt folglich wieder zu der Notwendigkeit, technologisch schon jetzt verfügbare, Brückentechnologien, wie etwa rotierende Phasenschieber, umzusetzen.

Da keine bindende Definition des netzbildenden Verhaltens verfügbar ist, kann auch keine Prüfung nach dessen Verhalten erfolgen. Die Kerneigenschaften müssen jedoch nach Möglichkeit in allen Spannungsebenen und Netzsituationen dargeboten werden. Auch unter völliger Abwesenheit von

synchroner Energieeinspeisung. Erste Eingrenzungen bezüglich des Verhaltens wurden sehr wohl schon erbracht. Auf nationaler Ebene hat der FNN in einem Positionspapier die Teilnetzbetriebsfähigkeit [4] auch bei EZA des Typs 2 vorausgesetzt. Weiter wurde für spezielle Betriebsmittel, z.B. HGÜ-Systemen in Ergänzung zur VDE AR-N 4131 [5] ein Spannungseinprägendes Verhalten festgelegt und mit prüfbaren Kriterien referenziert. International wurde auf ENTSO-E Ebene schon allgemeine Anforderungen [6] an Typ 2 EZA postuliert um einen sicheren Netzbetrieb weiterhin zu ermöglichen.

In Anlehnung an Nachbarstaaten kann ebenso ein netzbildendes Verhalten näher definiert werden (wie etwa UK [7]).

Konsens bei der Betrachtung des netzbildenden Verhaltens ist ein verzögerungsbehaftetes Spannungsquellenverhalten. Die Typ 2 EZA wird dabei als Spannungsquelle hinter einer Impedanz modelliert. Diese Impedanz besteht aus einer Hardware-bedingten Impedanz ( $Z_{inverter}$ ) und einer optionalen Software-implementierten Impedanz ( $Z_{controller}$ , Abb. 2)

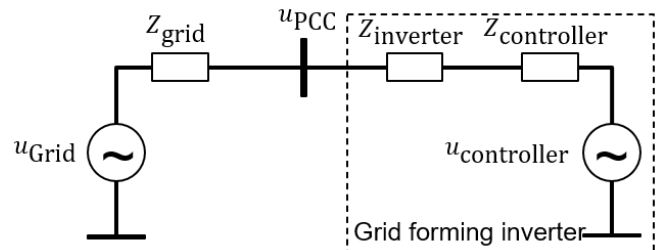


Abbildung 2: Schematische einpolige Darstellung eines netzbildenden Umrichterkonzepts (Thévenin Ersatzschaltbild)

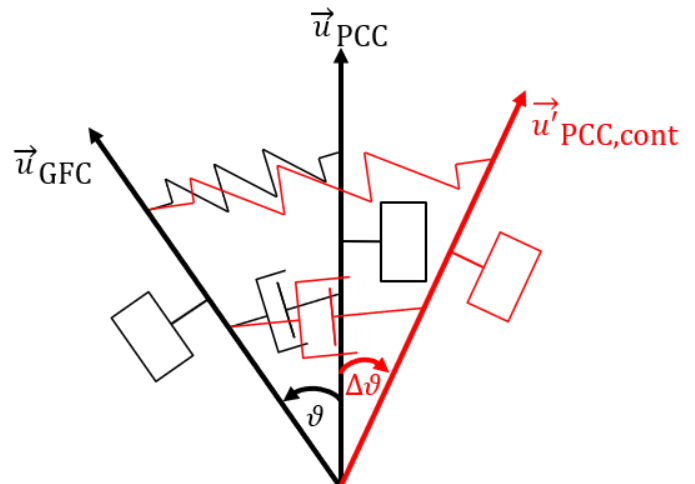


Abbildung 3: Mechanische Äquivalentdarstellung der netzbildenden Regelung vor (schwarz) und nach (rot) Netzänderung. Mit Trägheit/Beharungsvermögen, synchronisierendem und dämpfendem Verhalten.

Die Spannungsquelle wird stationär mit einer an das Netz synchronisierten Frequenz und Amplitude betrieben, so dass die Referenz-Sollwerte erreicht werden. Bei Abweichungen von diesem Netzbetriebszustand werden jedoch Amplitude und Frequenz zeitlich verzögert nachgeführt, bzw. wieder resynchronisiert (Abbildung 4), um eine gewisse Art von rotierender Masse, somit auch Trägheit, sowie eine zunächst starre Spannungsquelle nachzubilden (Abbildung 3). Die

Betrachtung kann an eine Synchronmaschine angelehnt werden, bedeutet aber nicht zwangsläufig eine Nachbildung dieser.

Dies führt zu inhärenten Ausgleichsvorgängen (Abbildung 5), die der Netzänderung entgegenwirken, was wiederum eine netzstabilisierende Wirkung erzeugt. Dies erfolgt durch Bereitstellung von Fehlerströmen, inhärenter Blindleistungsänderung und einen Beitrag zur Gesamtträgheit des Systems. Zu beachten sind die eingangs erwähnten Limitierungen in der Stromtragfähigkeit, der Umrichtersysteme, sowie deren begrenzte Energieverfügbarkeit. Die Stromlimitierung ist Herstellerspezifisch, aufgrund der verschiedenartigen Ausgestaltung in der Wirkung auf Wirk- und Blindstrom und damit einer unterschiedlichen Systemwirkung, aber konkret in Grid Codes auszuformulieren. Allgemein ist auch eine Umschaltung zwischen Regelungsverfahren unerwünscht, da sie das deterministische Verhalten und damit die Beobachtbarkeit des Systems einschränkt.

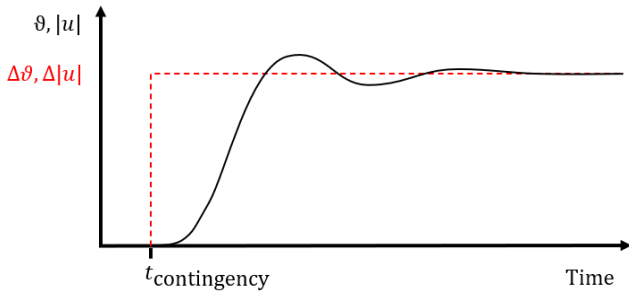


Abbildung 4: Nachführung von Ausgangsgrößen eines netzbildenden Umrichters wie Amplitude oder Winkel nach einer Netzänderung.

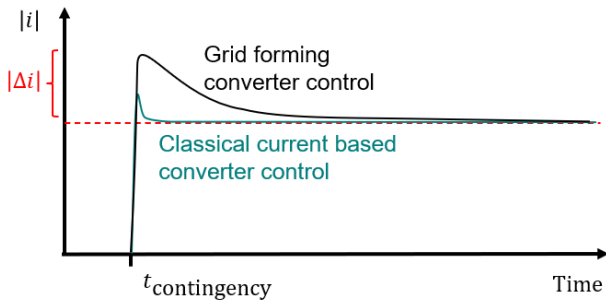


Abbildung 5: Strommagnitude nach einer Netzzustandsänderung im Vergleich von netzbildendem und klassischem Reglerverhalten

Zusammenfassend kann gezeigt werden, dass mit netzbildenden Umrichtern ein möglicher Lösungsansatz gegeben ist, um die herausgestellten Systemfaktoren für den Kohleausstieg zu beherrschen. Die hohe Vorlaufzeit für die Aufnahme in nationale und internationale Grid Codes erfordert aber eine zeitnahe Definition, da der zeitliche Horizont bis zum Kohleausstieg sehr begrenzt ist. Dieser korreliert nicht mit flächendeckender Umsetzbarkeit von Lösungsansätzen und erfordert somit den Einsatz von existierender Brückentechnologie. In allen Fällen benötigt der Ausstieg aus der Kohleverstromung jedoch langfristige und überregionale Analysen. Die schon bestehenden Bedarfs- und Systemrelevanzanalysen müssen erweitert werden. Dabei

müssen multiple Szenarien über einen längeren Betrachtungszeitraum betrachtet werden, sowie dynamische Simulationen durchgeführt werden. Der Detailgrad zur vollständigen Analyse übersteigt jedoch den heute verfügbaren Betrachtungszeitraum in zeitlicher Hinsicht und Komplexität, so dass sie Prozesse neu bedacht werden müssen.

## V. REFERENCES

- [1] Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung: Kohleverstromungsbeendigungsgesetz - KVBG, 2020. Accessed: Mar. 10 2023. [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/>
- [2] Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve: Netzreserveverordnung - NetzResV, 2019. Accessed: Mar. 10 2023. [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/reskv/>
- [3] H. Vennegeerts, F. Shewarega, J. Denecke, and C. Graeve, "Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte im Rahmen der Langfristanalysen gemäß §34(1) des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG)," Dec. 2020. Accessed: Mar. 10 2023. [Online]. Available: [https://www.netztransparenz.de/portals/1/Teilpaket%201\\_%20Abschlussbericht\\_Studie.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Teilpaket%201_%20Abschlussbericht_Studie.pdf)
- [4] VDE FNN Hinweis – Netzbildendes und Systemstützendes Verhalten von Erzeugungsanlagen.
- [5] VDE FNN Hinweis – Spannungseinprägendes Verhalten von HGÜ-Systemen und nichtsynchrone Erzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung.
- [6] ENTSO-E - High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters
- [7] Transmission System Operator for UK, Grid Code, Issue 6, Revision 16, UK Nationalgrid ESO. 2023. Accessed on Mar. 15 2023. [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/162271/download>

# Bestimmung der maximal zulässigen Wirkleistungssteigerungen in exemplarischen vorstädtischen Netzstrukturen

Manuel Wingenfelder und Lutz Hofmann

Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung  
Leibniz Universität Hannover, 30167 Hannover, Deutschland (wingenfelder@ifes.uni-hannover.de)

**Kurzzusammenfassung**—Verteilnetzbetreiber stehen vor der Herausforderung, bestehende und zukünftige Niederspannungsverteilstnetze auf die Integration neuer Lasten auszulegen und innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen zu betreiben. Lasten mit hohen spezifischen Leistungen, wie z.B. Schnellladeinfrastruktur für die Elektromobilität, können die Netzstrukturen besonders stark auslasten. Um die mögliche Durchdringung an solchen Lasten zu ermitteln, gilt es möglichst geeignete Szenarien hinsichtlich der Wahl einzelner Netzknoten zur Lastintegration zu verwenden. Hierfür kann das bestehende Verfahren zur Unterscheidung von Netzknoten anhand ihrer Leistungssensitivitäten aus dem Betriebspunkt des Netzes heraus genutzt werden. In diesem Beitrag wird dieses Verfahren auf reale Niederspannungsnetzstrukturen angewandt, um die maximal zulässigen Wirkleistungssteigerungen an einzelnen Knoten zu bestimmen. Es wird einer iterativen Berechnung gegenübergestellt, um die Abweichung dieses linearen Verfahrens zu einer betriebspunktabhängigen Berechnung zu bestimmen. Anschließend wird die Abweichung der Ergebnisse des linearen Verfahrens durch sequentielle Schritte verbessert. Die so gewonnenen Erkenntnisse dienen zur Bewertung des Verfahrens der Klassifizierung von Netzknoten anhand ihrer Sensitivitäten und somit zur zukünftigen Bildung und Bewertung von Szenarien für die Integration von Lasten mit hohen Leistungen.

**Schlüsselwörter**—Knotensensitivitäten, Lineare Optimierung, Netzintegration, Niederspannungsnetz

## NOMENKLATUR

NS	Niederspannung
VNB	Verteilnetzbetreiber
WE	Wohneinheit

## I. EINFÜHRUNG

Die Integration von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität und anderer Lasten mit hohen spezifischen Leistungen stellt Verteilnetzbetreiber (VNB) vor die Herausforderung, bestehende und zukünftige Netze entsprechend zu planen und zu betreiben. Aus volkswirtschaftlicher Sicht soll der Aufwand für Maßnahmen der Netzverstärkung und des Netzausbaus hinsichtlich einer flächendeckenden Lösung dabei möglichst geringgehalten werden. Hierfür gilt es, Lasten mit vergleichsweise hohen Leistungen möglichst an Netzknoten zu integrieren, an denen eine hohe Wirkleistungssteigerung auf Basis der

Planungsgrundsätze bestehender Netze zulässig ist. Zur Bildung von Szenarien für die Integration von Lasten kann die Methode der Klassifizierung von Netzknoten anhand ihrer betriebspunktabhängigen Leistungssensitivitäten verwendet werden. In diesem Beitrag wird daher untersucht, inwieweit ein solches Vorgehen zulässig ist.

Hierfür wird zunächst in II. das lineare Berechnungsverfahren der Knotensensitivitäten vorgestellt. Zusätzlich wird das Vorgehen eines iterativen Verfahrens kurz erläutert, da dieses für die Ermittlung von Vergleichswerten genutzt wird, um die Ergebnisse des linearen Verfahrens bewerten zu können. In III. werden die exemplarischen Verteilnetzstrukturen sowie die Verbraucherannahmen vorgestellt, um den Betriebspunkt der Netze abzubilden, der dem Planungsgrundsatz der VNB entspricht. In IV. wird der Unterschied zwischen den zwei Berechnungsverfahren zur Bestimmung der maximal möglichen Wirkleistungssteigerung je Netzknoten in den exemplarischen vorstädtischen Netzen der Niederspannung (NS) herausgestellt. Diese Wirkleistungssteigerungen werden zur Bestimmung des Kippunktes von NS-Netzen benötigt, ab dem Netzverstärkung zur Erhöhung des möglichen Durchdringungsgrades an Lasten mit hohen spezifischen Leistungen notwendig wird. Diese Ergebnisse können dazu beitragen, zukünftige Investitionskosten zu reduzieren oder zu verschieben.

## II. BERECHNUNGSMETHODEN

Zur Bestimmung der maximal möglichen Wirkleistungssteigerungen je Netzknoten aus dem aktuellen Betriebspunkt des Netzes heraus wird die Leistungsflussberechnung nach [1] verwendet. Der grundlegende Ansatz basiert auf den nichtlinearen Leistungsgleichungen (1) und (2) für die Netz- bzw. Knotenleistungen. Durch Gleichsetzen von  $\underline{s}_N$  und  $\underline{s}_K$  lassen sich entsprechend Leistungsdifferenzen aufstellen. Aufgrund der Spannungsabhängigkeit dieser Leistungsdifferenzen, stellen sich die Spannungen so ein, dass der Wirkleistungsanteil  $\Delta p$  und der Blindleistungsanteil  $\Delta q$  gleich null sind. Hierbei ist  $\underline{u}_K$  der Knotenspannungsvektor,  $\underline{U}_K$  die Diagonalmatrix von  $\underline{u}_K$ ,  $\underline{i}_K$  der Knotenstromvektor und  $\underline{Y}_{KK}$  die Knotenadmittanzmatrix des Netzes.

$$\underline{s}_N = 3\underline{U}_K \underline{Y}_{KK} \underline{u}_K^* = p_N + j q_N \quad (1)$$

Die hier zu Grunde liegende Forschung wird innerhalb des Verbundprojekts „H-stromert“ finanziell gefördert vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., DLR Projektträger– 01MZ18011B.

$$\underline{s}_K = 3\underline{U}_K \underline{i}_K^* = \underline{p}_K + j\underline{q}_K \quad (2)$$

Die Lösung der nichtlinearen Gleichungen erfolgt nach dem Newtonverfahren durch eine Taylorreihen-Entwicklung mit Abbruch nach dem ersten Glied zur Linearisierung in der Umgebung der Näherungswerte  $\Delta \underline{u}_v$  sowie  $\Delta \delta_v$  und wird in (3) zusammengefasst.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta p}{\partial \delta} & \frac{\partial \Delta p}{\partial \underline{u}} \\ \frac{\partial \Delta q}{\partial \delta} & \frac{\partial \Delta q}{\partial \underline{u}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \underline{u} \end{bmatrix}_{v+1} = - \begin{bmatrix} \Delta p \\ \Delta q \end{bmatrix}_v \quad (3)$$

$$\underline{J}_v \Delta \underline{x}_{v+1} = -\Delta \underline{y}_v \quad (4)$$

Alternativ ergibt sich die Schreibweise nach (4) mit der Jacobi-Matrix  $\underline{J}_v$ , dem Zustandsvektor  $\underline{x}$  nach Winkel und Betrag und dem Vektor  $\underline{y}$  der negativen Wirk- und Blindleistungsdifferenzen [1].

Ausgehend von einem Betriebspunkt des Netzes, welcher sich aus den Last- und Einspeiseannahmen (s. III. B.) ergibt, können mit (3) bzw. (4) durch Bildung der inversen Jacobi-Matrix  $\underline{J}^{-1}$  die Änderungen von Knotenspannungsbeträgen und -winkeln bei Knotenwirk- und -blindleistungsänderungen im gewählten Betriebspunkt linear abgeschätzt werden. Leistungssensible Netzknöten können anhand der Betrags- und Winkeländerungen der Knotenspannungen  $\Delta \underline{u}_K$  und  $\Delta \delta_K$  in Abhängigkeit von entsprechenden Knotenleistungsänderungen  $\Delta \underline{p}_K$  und  $\Delta \underline{q}_K$  aus dem stationären Betriebszustand heraus identifiziert werden. Durch Nutzung der Zweiggleichungen können zusätzlich die Änderungen der Beträge der Terminalströme  $\Delta \underline{i}_T$  hierfür verwendet werden [2].

#### A. Verfahren 1: Lineares Optimierungsproblem

Um das Verfahren der Klassifizierung von Netzknöten anhand ihrer Sensitivitäten bewerten zu können, werden die maximal zulässigen Knotenwirkleistungen unter Einhaltung der Betriebsgrenzen benötigt. Da es sich obig um die Abschätzung von Sensitivitäten anhand der linearisierten Netzgleichungen (s. (3)) handelt, wird ein lineares Optimierungsproblem formuliert, wobei das Dual-Simplex Verfahren zur Lösung in MATLAB angewandt wird. Das Optimierungsproblem wird nach [3] über die Minimumsuche  $\min(\underline{f}^T \underline{x})$  mit den Ungleichheitsbedingungen  $\underline{A} \cdot \underline{x} \leq \underline{b}$  beschrieben, wobei der Zustandsvektor  $\underline{x}$  nach (5) definiert wird.

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} \Delta \underline{p}_K \\ \Delta \underline{q}_K \end{bmatrix} \quad (5)$$

Um die Formulierung einer maximalen Wirkleistungserhöhung als ein Minimierungsproblem aufzustellen, wird die Gewichtungsfunktion  $\underline{f}$  mit negativen Einsen an den zu untersuchenden Knöten versehen. Die Matrix  $\underline{A}$  aus (6) beinhaltet die Sensitivitäten der Beträge der Knotenspannungen und Terminalströme in Abhängigkeit der Änderung der Knotenwirk- und Blindleistungen. Der Vektor  $\underline{b}$  in (7) enthält die Randbedingungen der gewählten zulässigen Betriebsgrenzen (s. III A.). Die Blindleistung wird vernachlässigt, wodurch sich (5) und (6) entsprechend vereinfachen.

$$\underline{A} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \underline{u}_K}{\partial \Delta \underline{p}_K} & \frac{\partial \underline{u}_K}{\partial \Delta \underline{q}_K} \\ \frac{\partial \underline{i}_T}{\partial \Delta \underline{p}_K} & \frac{\partial \underline{i}_T}{\partial \Delta \underline{q}_K} \end{bmatrix} \quad (6) \text{ und } \underline{b} = \begin{bmatrix} \underline{u}_{K,\max} - 1 \\ \underline{u}_{K,0} \\ 1 - \frac{\underline{u}_{K,\min}}{\underline{u}_{K,0}} \\ \underline{i}_{T,\max} - 1 \\ \underline{i}_{T,0} \end{bmatrix} \quad (7)$$

Inwieweit diese Methode leistungssensible Knöten anhand der bestimmaren Sensitivitäten entsprechend genau identifiziert, wird durch eine iterative Berechnung überprüft, um die Abhängigkeit der Knotenspannungsbeträge und Terminalströme bei Änderungen des Betriebspunktes besser in Bezug auf eine Verletzung der zulässigen Betriebsgrenzen zu berücksichtigen.

#### B. Verfahren 2: Iterative Berechnung

Für die iterative Bestimmung der maximal zulässigen Wirkleistungssteigerung je Netzknöten, wird die Wirkleistung schrittweise an jeweils nur einem Knöten  $K$  erhöht und an allen anderen Knöten konstant belassen. Je Schritt wird nach einer Leistungsflussberechnung die Einhaltung der Betriebsgrenzen überprüft (s. Abb. 1). Sobald eine Betriebsgrenze verletzt wird, resultiert das Ergebnis aus dem Schritt davor. Die Leistungsänderung  $\Delta P$  erfolgt dabei in gestuften Schrittweiten von 1 kW bis 1 W, um die Rechenzeit zu reduzieren.

Dieses Verfahren ist für einfache Netzstrukturen mit überschaubarer Knötenzahl und einfachen Zielstellungen, wie hier der Ermittlung der maximal zulässigen Wirkleistungsänderung an einzelnen Knöten in angemessener Rechenzeit durchführbar. Es wird jedoch deutlich rechenzeitintensiver, je größer die Netze und Fragestellungen werden, wie z.B. die Bestimmung der maximal zulässigen Wirkleistungsänderung an multiplen Netzknöten inkl. einer Berücksichtigung von Blindleistungsänderungen. Optimierungsverfahren bieten dann die Chance zur Lösung des Problems in verbesserter Rechenzeit [4].

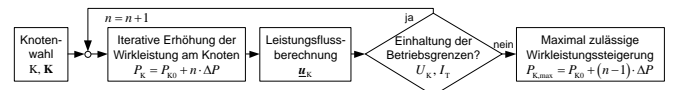


Abb. 1. Berechnungsschema bei der iterativen Bestimmung der maximalen Wirkleistungssteigerung je Knöten

### III. TESTNETZGEBIET UND LASTSZENARIO

Die Abbildung einer typischen Netzsituation von Niederspannungsverteilstellen in Bezug auf den erreichbaren Durchdringungsgrad an LIS erfolgt anhand von fünf NS-Netzen eines exemplarischen Netzgebietes. Anhand der topologischen und technischen Parameter werden diese Netze nachfolgend beschrieben. Zur Berücksichtigung des grundlegenden Netzbetriebspunktes werden die in den Netzen vorhandenen Haushalte durch Lastannahmen abgebildet.

#### A. Informationen der NS-Netze im untersuchten Netzgebiet

Die fünf vorstädtischen Netztopologien sind in Abb. 2 a) bis e) als anonymisierte Netzgraphen dargestellt. Die aus der Realität adaptierten städtischen Niederspannungsverteilstellen des



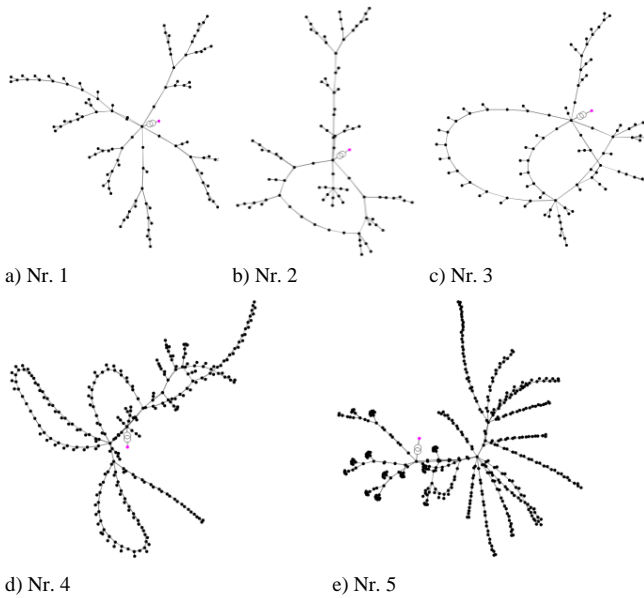


Abb. 2. Topologien der einphasig modellierten vorstädtischen Niederspannungsverteilstetze

Versorgungstyps Wohngebiet mit Strahl- und Ringtopologien werden mit je einem Transformator aus der 10-kV-Mittelspannungsebene versorgt. In der Tab. 1 sind zur Klassifizierung die Metainformationen der NS-Netze aufgeführt. Hierbei sind die Netze anhand der Anzahl an Knoten, topologischen Ringen sowie abzweigenden Strahlen von Nr. 1 bis Nr. 5 sortiert. Zudem variiert die Gesamtkabellänge und die Bemessungsleistung der speisenden Transformatoren. Es werden typische Leiterquerschnitte verwendet (vgl. [5]). Für Hauptkabelstränge liegen die Querschnitte von 150 mm<sup>2</sup>, 120 mm<sup>2</sup> oder 75 mm<sup>2</sup> vor. Knoten mit einer angeschlossenen Haushaltslast sind über ein Kabel mit einem Querschnitt von 35 mm<sup>2</sup> an die unterverteilenden Kabelverteilerschränke oder über Muffen an die Hauptstränge angebunden. Die in den NS-Netzen vorhandenen Wohneinheiten (WE) beinhalten die Typen Wohnung, Reihenhaus, Einfamilienhaus und Doppelhaushälfte.

Tab. 1. Metainformationen der untersuchten vorstädtischen Niederspannungsverteilstetze

NS-Netz Nr.	Knoten	Ringe	Strahlen ≥ 2 Knoten	Leitung $\sum l_i$ km	Trafo $S_T$ kVA	WE
1	111	1	14	0,243	250	45
2	91	1	17	1,367	250	90
3	108	3	13	1,652	250	88
4	275	4	14	1,036	630	330
5	430	7	24	6,962	630	230

Die Betriebsgrenzen der Netze haben erheblichen Einfluss auf den maximalen Durchdringungsgrad. Das zulässige Spannungsband wird in Abhängigkeit von der Netzennspannung in der NS-Ebene von 0,4 kV mit einer zulässigen Abweichung von  $\pm 5\%$  gewählt. Als zulässige Auslastung der Leitungen und Transformatoren muss der Klemmenstrom über den Betriebsmitteln kleiner oder gleich dem jeweiligen Bemessungsstrom sein, der als thermisch maximal zulässiger Strom definiert wird.

### B. Verwendete Haushaltslasten für den Netzbetriebspunkt

Zur Bildung eines Ausgangszustandes für jedes NS-Netz werden die Hausanschlüsse und die dort versorgten Wohneinheiten gemäß ihrer vom VNB angegebenen Planlasten berücksichtigt, die aus einer Kombination der Verbrauchsdaten und des anzusetzenden Gleichzeitigkeitsfaktors für Haushalte zur Berücksichtigung eines realitätsnahen Lastzustands am Ortsnetztransformators resultieren (s. Abb. 3). Es wird aufgrund des Verhältnisses von  $R/X \geq 1$  der NS-Netze vereinfachend der Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi) = 1$  für die Lasten verwendet. Abgesehen vom Verschiebungsfaktor besteht durch die Verwendung dieser Leistungswerte eine hohe Unsicherheit bezüglich der möglichen Belastung einzelner Leitungsabschnitte. Einspeisungen werden nicht berücksichtigt, um ausschließlich die Auslastung des Netzes unter Lasten zu prüfen.

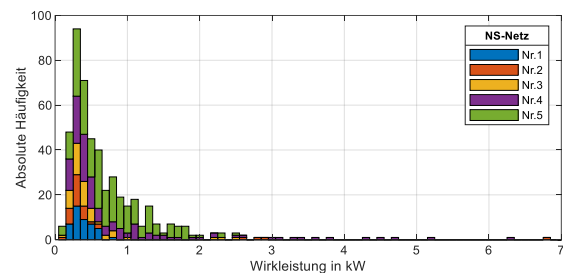


Abb. 3. Angenommene Wirkleistungsverteilungen der Haushaltsleistungen für den jeweiligen Netzbetriebspunkt in den NS-Netzen als absolute Häufigkeitsverteilungen

## IV. ERGEBNISSE

Die ermittelten maximalen Knotenwirkleistungssteigerungen je Netzknoten aus dem Ansatz der linearen Programmierung werden zunächst gegenüber den Werten der iterativen Bestimmung dargestellt. Die Ergebnisse werden für die NS-Netze einzeln untersucht, um geringe Wertunterschiede zu identifizieren und auf stark abweichende Werte anhand der jeweiligen Netzknotenanzahl eingehen zu können. Anschließend wird gezeigt, wie sich die Ergebnisse der linearen Optimierung durch wiederholte Anwendung des Verfahrens sequentiell verbessern.

### A. Maximale Wirkleistungssteigerung

Für das NS-Netz Nr. 1 sind die maximalen Knotenwirkleistungssteigerungen in Abb. 4 dargestellt. Grundlegend sind neben dem unterspannungsseitigen Transformator-knoten, an dem die höchste maximal zulässige Wirkleistungssteigerung möglich ist, zwei Wertebereiche identifizierbar, die aufgrund der verwendeten Kabeltypen resultieren. Es zeigt sich für alle Werte eine geringe Abweichung zwischen der iterativen Berechnung und der Abschätzung über die lineare Optimierung aus dem Betriebspunkt des Netzes heraus. Mit der Entfernung vom Slack-Knoten sinken die Werte der iterativen Berechnung, da die Betriebspunktabhängigkeit der sich einstellenden Knotenspannungen berücksichtigt wird. Es tritt ein Ausreißer auf, da dieser Knoten eine höhere Leistungssensibilität aufweist und damit stärker vom Betriebspunkt abhängt, als aus dem 1. Schritt der linearisierten Netzgleichungen bestimmbar ist.

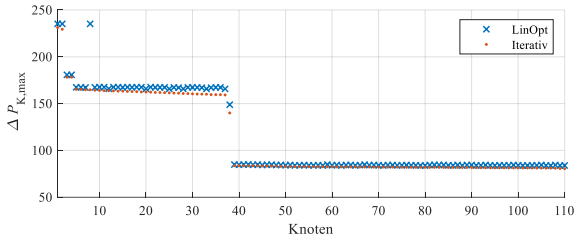


Abb. 4. Vergleich der Verfahren zur Ermittlung der maximalen Wirkleistungssteigerung je Knoten in NS-Netz Nr. 1

Die Ergebnisse für das NS-Netz Nr. 2 sind in der Abb. 5 gezeigt, wobei analoge Beobachtungen wie bei NS-Netz Nr. 1 feststellbar sind. Ausgehend vom Transformator verlaufen die Werte abfallend. Im Gegensatz zu NS-Netz Nr. 1 liegt hier eine Ringstruktur mit mehreren abzweigenden Strängen vor, wodurch sich die Werte der maximal zulässigen Wirkleistungssteigerung mehr zueinander unterscheiden. Es treten an zwei Knoten Ausreißer auf, womit das Integrationspotential von Lasten an diesen deutlich geringer ausfällt, als anhand der Methode der Ermittlung von Knotensensitivitäten aus dem Arbeitspunkt heraus bestimmbar ist.

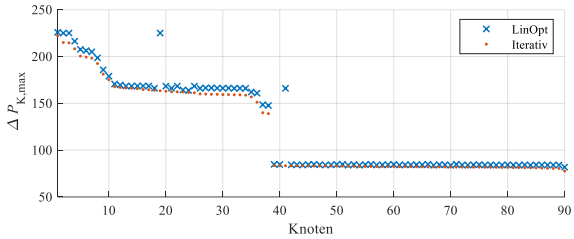


Abb. 5. Vergleich der Verfahren zur Ermittlung der maximalen Wirkleistungssteigerung je Knoten in NS-Netz Nr. 2

Anhand der Abb. 6 ist zu erkennen, dass in NS-Netz Nr. 3 drei Wertebereiche der Ergebnisse auftreten. Hier liegt ein Kabelstrang mit höherem Leiterquerschnitt vor als in den NS-Netzen Nr. 1 und Nr. 2. Die maximal zulässige Wirkleistungssteigerung resultiert am Transformator-knoten. Es treten an drei Knoten Ausreißer auf. Hier würden durch die Methode der Klassifizierung von Netzknoten anhand ihrer Sensitivitäten zwei Knoten fehlerhaft resultieren, an denen eine höhere Wirkleistungssteigerung ausgewiesen wird, als möglich wäre.

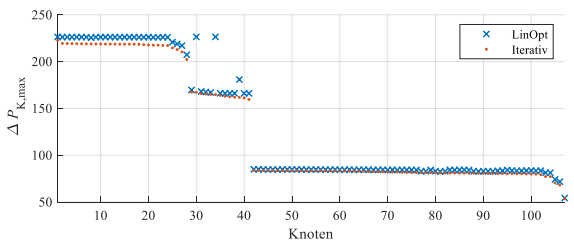


Abb. 6. Vergleich der Verfahren zur Ermittlung der maximalen Wirkleistungssteigerung je Knoten in NS-Netz Nr. 3

Für das NS-Netz Nr. 4 wird aus der Abb. 7 ersichtlich, dass durch die verschiedenen Kabeltypen und die vorliegenden Ringstrukturen des Netzes lediglich das geringe Wertenniveau der Hausanschlüsse eindeutig identifizieren lässt. Der maximale Wert resultiert am Transformator-knoten. Die Werte der iterativen Berechnung liegen auch hier unter den Werten der linearen Optimierung. Es tritt an einem Knoten ein Ausreißer auf.

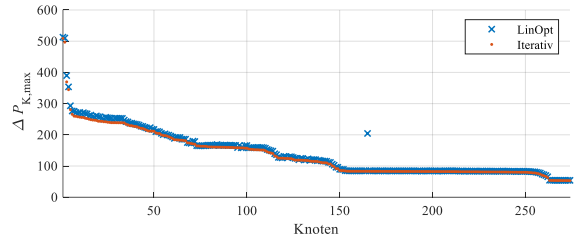


Abb. 7. Vergleich der Verfahren zur Ermittlung der maximalen Wirkleistungssteigerung je Knoten in NS-Netz Nr. 4

Für das NS-Netz Nr. 5 mit der größten untersuchten Netzstruktur sind die maximal zulässigen Wirkleistungssteigerungen in der Abb. 8 dargestellt. Die maximal zulässige Wirkleistungssteigerung resultiert ebenfalls am Transformator-knoten. Der Wertebereich verläuft hier aufgrund der hohen Ringanzahl und ausgedehnten Gesamtkabelstrecke ohne klare Stufen. Es treten zwei Ausreißer auf.

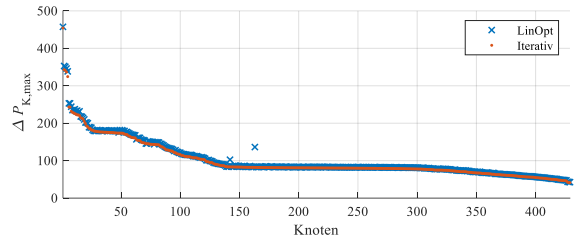


Abb. 8. Vergleich der Verfahren zur Ermittlung der maximalen Wirkleistungssteigerung je Knoten in NS-Netz Nr. 5

### B. Verbesserung der Ergebnisse der linearen Optimierung durch sequentielle Schritte

Die Ergebnisse der linearen Optimierung, welche jeweils aus dem szenarioabhängigen Betriebspunkt des Netzes resultieren, lassen sich sequentiell verbessern. Hierbei erfolgt nach einem Optimierungsschritt auf Basis des neuen Betriebspunktes und den sich einstellenden Knotenspannungen ein weiterer. Die sich ergebenden Abweichungen zu der iterativen Berechnung sind für die fünf NS-Netze je sequentiell Schritt in der Abb. 9 gezeigt. Nach dem 1. sequentiellen Schritt liegen die Abweichungen bis auf wenige Ausreißer bereits unter 1 %. Ein 2. sequentieller Schritt ist ausreichend, um in allen untersuchten NS-Netzen die Abweichung für beinahe alle Knoten unter  $1,5 \cdot 10^{-6}$  % zu bringen. Eine Verbesserung ist durch einen 3. sequentiellen Schritt hauptsächlich für Ausreißer zu erzielen.

Die Berechnungsdauer der iterativen Berechnung der maximalen Wirkleistungssteigerung für einen einzelnen Netzknoten ist für die untersuchten NS-Netze im Durchschnitt um 50 % schneller als bei der linearen Optimierung mit 3 Schritten.

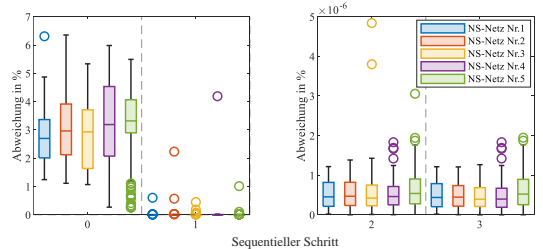


Abb. 9. Wirkleistungsabweichungen der maximalen Wirkleistungssteigerungen je Netzknoten zwischen der iterativen Berechnung gegenüber der Bestimmung aus der linearen Optimierung je sequentiell Schritt in den untersuchten NS-Netzen

## V. ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Beitrag wurde die Methode der linearen Optimierung mit der iterativen Berechnung zur Ermittlung der maximal zulässigen Wirkleistungssteigerung für einzelne Netzknoten in fünf exemplarischen reale Niederspannungsnetzstrukturen miteinander verglichen. Die Werte der linearen Optimierung aus dem Betriebspunkt des Netzes heraus (s. IV. A.) entsprechen den Werten der Methode zur Klassifizierung von Netzknoten anhand ihrer Leistungssensitivitäten. Bei der Abschätzung mit der linearen Optimierung weichen die Ergebnisse bis auf einzelne Ausreißer nur wenig von den Werten der iterativen Berechnung ab. Die mittlere Abweichung liegt bei etwa 3 % in den fünf Netzen. Durch zwei sequentielle Schritte der linearen Optimierung lassen sich die Ergebnisse stark verbessern.

Es treten in den untersuchten NS-Netzen jeweils ein bis drei Ausreißer mit einem scheinbar hohen Potential zur Wirkleistungssteigerung auf. Bei der Bildung von Szenarien zur Klassifizierung von Netzknoten für die Lastintegration kann also die Methode der Abschätzung leistungssensitiver Knoten aus dem Betriebspunkt des Netzes heraus bis auf einzelne Knoten ausreichend genau erfolgen, jedoch muss eine getroffene Auswahl anhand der sich neu einstellenden Betriebspunkte durch integrierte Lasten mit hohen spezifischen Leistungen erneut geprüft werden, um Ausreißer korrekt zu identifizieren und die Netzbetriebsgrenzen einzuhalten.

## VERWEISE

- [1] B. R. Oswald, „Berechnung von Drehstromnetzen,“ 3. Auflage, Wiesbaden, Springer Vieweg, 2017, ISBN: 978-3-658-14404-3, pp. 70-76
- [2] M. Wolter, „Agent based Energy Management Systems,“ Dr.-Ing. Dissertation, Fak. Et-Inf., Leibniz Univ. Hannover, Shaker Verlag, Aachen, ISBN 978-3-8440-1416-7, 2012
- [3] T. Leveringhaus, L. Hofmann (2015, Juli). Combined and optimized redispatch management of multiple congestions and voltage deviations with active and reactive power based on AC-PTDFs with distributed slack. IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, USA, 2015, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2015.7286314.

- [4] T. Leveringhaus, „Netzoptimierung durch Wirk- und Blindleistungsredispatch auf Basis von konvexifizierten quadratischen Näherungen der Netzgleichungen,“ Dr.-Ing. Dissertation, Fak. Et-Inf., Leibniz Univ. Hannover, Dr. Hut Verlag, ISBN 978-3-8439-3578-4, 2018
- [5] M. Mohrmann, G. Schlömer, L. Hofmann (2013, Nov.). Entwicklung und Anwendung einer Datenbank zur Bewertung des Ausbaubedarfs von Niederspannungsnetzen. Präsentiert beim Internationaler ETG-Kongress in Berlin. [Tagungsbeitrag]. Verfügbar: [www.vde-verlag.de/proceedings-de/453550055.html](http://www.vde-verlag.de/proceedings-de/453550055.html)

## VI. BIOGRAFIEN



**Manuel Wingenfelder**, geb. 1993 in Hannover, Niedersachsen, Deutschland, studierte an der Leibniz Universität Hannover Energietechnik B. Sc. bis zum März 2017 und Elektro- und Informationstechnik M. Sc. mit Schwerpunkt in Elektrischer Energietechnik bis zum Oktober 2019. Seither arbeitet er als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energiesysteme im Fachgebiet der Elektrischen Energieversorgung an der Leibniz Universität Hannover. Seine Forschung umfasst die Integration von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität in das Elektrische Energiesystem und die Auswirkungen von Ladevorgängen.



**Lutz Hofmann**, geb. 1968 in Bad Oeynhausen, Niedersachsen, Deutschland, erhielt die Abschlüsse Dipl.-Ing. und Dr.-Ing. von der Leibniz Universität Hannover, Hannover, Deutschland, in 1994 und 1997. In 2002 schloss er seine Habilitation in Elektrischer Energietechnik ab. Bis einschließlich 2003 war er Projektmanager für das Planungs- und Beratungsunternehmen Fichtner in Stuttgart, Germany. Von 2004 bis 2007 arbeitete er bei dem deutschen Übertragungsnetzbetreiber E.ON Netz GmbH in der Abteilung Netzplanung in Bayreuth, Deutschland. Seit seiner Berufung zum Professor in 2007 leitet er das Fachgebiet der Elektrischen Energieversorgung des Instituts für Elektrische Energiesysteme der Leibniz Universität Hannover. Seit 2011 ist er ebenfalls der Leiter der Abteilung Übertragungsnetze des Fraunhofer IWES in Kassel, Deutschland. Seine aktuellen Forschungsgebiete umfassen die Modellierung und Simulation von elektrischen Energiesystemen, die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und Erneuerbarer Energien sowie die Spannungsqualität.

# Kommunikationslose Sekundärregelung mit netzbildenden Umrichtern für den Inselnetzbetrieb

I. Bekker, L. Hofmann und A. Mertens, *Leibniz Universität Hannover*

**Kurzfassung--** Im Falle eines großflächigen Stromausfalls werden netzbildende Einheiten für einen Schwarzstart und den Netzwiederaufbau benötigt. Im Rahmen dieser Veröffentlichung werden hierfür netzbildende Umrichter im Niederspannungsnetz verwendet. Der Netzwiederaufbau soll entsprechend des „Bottom-up“ Ansatzes aus der Niederspannungsebene stattfinden. Für eine zuverlässige Stromversorgung des Netzes werden zusätzlich Speicher benötigt, die mit den netzbildenden Umrichtern verbunden sind, um so auch bei stark volatilen PV-Einspeisungen das Netz versorgen zu können. Der Einsatz von Speichern setzt voraus, dass diese nicht vollständig entladen bzw. geladen werden dürfen, da sonst bei fehlender bzw. bei zu großer Erzeugung die Leistungsbilanz im Netz nicht gewährleistet werden kann und es zu einem erneuten Stromausfall im Netz kommen würde.

In dieser Veröffentlichung wird ein Konzept für den Netzwiederaufbau und die Aufrechterhaltung eines zuverlässigen Inselnetzbetriebes vorgestellt, das einen Sekundärregler in Kombination mit der Verwendung von Zustandsautomaten in intelligenten Zählern (Smart Metern) verwendet, um das vollständige Ent- und Aufladen der Speichereinheiten von netzbildenden Umrichtern zu verhindern.

Die Sekundärregelung kann auch nach Laständerungen die Nennfrequenz wiederherstellen, ohne dass eine Kommunikation zwischen den Betriebsmitteln erforderlich ist. In den folgenden Betrachtungen werden quasistationäre Simulationen in DIGSILENT PowerFactory durchgeführt und zeigen den Netzwiederaufbau und den Inselnetzbetrieb mit dem hier vorgestellten kommunikationslosen Ansatz.

**Index Terms--** Frequenzregelung, netzbildende Umrichter, kommunikationsloser Netzwiederaufbau, Sekundärregler, Inselnetzbetrieb

## I. EINLEITUNG

Viele Ereignisse in der Geschichte haben gezeigt, dass ein Stromausfall nicht immer verhindert werden kann. Beispiele für solche Ereignisse waren der Stromausfall in Italien im Jahr 2003 [1] oder in Nordamerika sowie in Teilen Kanadas im Jahr 2021 [2]. Ein weiteres Beispiel bei dem es beinahe zu einem Blackout gekommen wäre, ist die großflächige Störung im Jahr 2006 in Europa, die zu unterschiedlichen Frequenzzonen innerhalb des kontinentalen ENTSO-E-System führte [3]. In den Fällen, in denen ein Blackout nicht verhin-

dert werden kann, ist ein Netzwiederaufbau erforderlich. Die Veröffentlichungen [4] und [5] betonen die Notwendigkeit der Handhabung eines solchen Szenarios, um einen lang andauernden, großflächigen Stromausfall und dessen negativen Folgen in verschiedenen Lebenssituationen zu vermeiden. Deshalb gewinnt das Thema der Resilienz, der Notstromversorgung und des Netzwiederaufbaus sowie des Inselnetzbetriebs bei großflächigen Stromausfällen an Bedeutung.

Anstatt nach einem Stromausfall zuerst Teile des Höchstspannungsnetzes in Betrieb zu nehmen, wird auch in der Literatur ein alternatives Konzept vorgeschlagen, das als "Bottom-up" Methode bezeichnet wird [6]. Die "Bottom-up" Methode sieht vor, mehrere Niederspannungsnetze getrennt hochzufahren und diese im Inselnetz zu betreiben. Die selbstorganisierenden Inselnetze sollen im Laufe des Netzwiederaufbaus zunächst miteinander synchronisiert werden, um anschließend die Mittelspannungsebene zu versorgen und dazu beizutragen, weitere Teile des elektrischen Netzes wiederherzustellen.

Die Fähigkeit ein Netz ohne externe Netzhilfe wiederhochfahren zu können, wird durch netzbildende Umrichter (GFI) erreicht. Ein GFI ist in der Lage, als Spannungsquelle zu fungieren und ein Netz selbständig zu bilden. Der Fokus dieser Arbeit liegt nicht auf dem gesamten Netzwiederaufbau entsprechend der „Bottom-up“ Methode, sondern nur auf dem Inselnetzbetrieb des Niederspannungsnetzes. Das bedeutet, dass die Sekundärregelung mit GFI im Rahmen eines Inselnetzbetriebes behandelt wird.

In Übertragungsnetzen wird der Wirkzusammenhang zwischen der Frequenz und der Wirkleistung innerhalb des Netzes verwendet, um den Leistungsbedarf des Netzes zwischen den Synchrongeneratoren aufzuteilen. In den Niederspannungsnetzen gibt es allerdings keine Synchrongeneratoren. Aufgrund der fehlenden rotierenden Massen der Synchrongeneratoren und der rein umrichterbasierten Erzeugungsanlagen gibt es keine physikalische Kopplung zwischen der Wirkleistung und der Frequenz. Um jedoch eine definierte Wechselwirkung auf Basis einer Abhängigkeit zwischen Frequenz und Wirkleistung (z.B. gleiche Lastverteilung) zwischen mehreren GFI ohne jegliche Kommunikation zu realisieren, wird eine Regelung für GFI benötigt. Dies wird mit einer Droop-Regelung realisiert [7], die als Primärregelung eingesetzt wird [8]. Die reine Verwendung einer Droop-Regelung führt zu stationären Frequenzabweichungen im Inselnetz.

Nachdem die Droop-Regelung aktiv war und der Regelvor-

Diese Arbeit wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf der Grundlage eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert – Projekt RuBICon, ID-Nummer 03EI4003A.

gang in einen stationären Zustand übergegangen ist, wird eine Sekundärregelung benötigt, um die im Niederspannungsnetz erzeugte Frequenzabweichung zu beseitigen. Die hier vorgestellte Sekundärregelung besteht aus einem PT1-Element und einer logischen Einheit, die zu der bestehenden Primärregelung ergänzt wird.

Andere Sekundärregelansätze beruhen auf der Verwendung einer zentralen Regelung, die alle GFI über ein Kommunikationsnetz miteinander verbinden [9], [8]. „Distributed secondary controls“ mit einem geringeren Kommunikationsaufwand existieren ebenfalls, bei denen nur benachbarte GFI untereinander kommunizieren [10], [11]. Im Falle eines Stromausfalls muss jedoch davon ausgegangen werden, dass die Kommunikationstechnik nicht zur Verfügung steht und der Netzwiederaufbau mit den vorhandenen dezentralen Erzeugungseinheiten ohne zentrale Regelung und klassischen Kommunikationskanälen erfolgen muss. In dieser Publikation hat die Sekundärregelung daher keine Kommunikationskanäle und ist eine reine lokale Regelung.

Um Einspeisungsschwankungen während des Netzwiederaufbaus durch erneuerbare Energien, wie beispielsweise durch PV-Anlagen, abzufangen und damit einen stabilen Inselnetzbetrieb zu gewährleisten, werden in diesem Rahmen Batteriespeicher in Kombination mit GFI vorausgesetzt.

Für den minimal und maximal möglichen Ladezustand einer Batterie werden hierfür Grenzen definiert. Wird einer dieser Zustände erreicht, so müssen Maßnahmen ergriffen werden, um ein weiteres auf- oder entladen zu unterbinden. Ist der Ladezustand zu weit abgesunken, kann das weitere Entladen zu einer unzureichenden Leistungsverfügbarkeit führen. Das Abschalten von Verbrauchern kann ein weiteres Entladen der Speichereinheit verhindern. Andernfalls kann der GFI nicht genügend Leistung zur Verfügung stellen, wodurch die Wirkleistungsbilanz nicht aufrechterhalten werden kann und der Netzwiederaufbau scheitert. Ein Wiederanlauf des Inselnetzes ist ab diesem Zeitpunkt nicht mehr möglich, da die Batterien der GFI vollständig entladen sind. Eine Abschaltung von Verbrauchern ist daher unausweichlich. Im anderen Fall, wenn die Batterien beinahe voll sind und die GFI die überschüssige Einspeisung der PV-Anlagen weiter absorbieren, kann sich der GFI ebenfalls nicht mehr an der Wirkleistungsbilanz des Netzes beteiligen und das Netz droht erneut zusammenzubrechen. In dem hier entwickelten Konzept werden PV-Anlagen beim Erreichen des maximal definierten Ladezustands der Batterie durch Smart Meter abgeschaltet. Es werden so lange PV-Anlagen abgeschaltet bis ein Leistungsdefizit erreicht ist. Das Leistungsdefizit sorgt für das Entladen der Batterien und damit für eine ausgeglichene Wirkleistungsbilanz.

In dieser Publikation wird ein Zustandsautomat in Kombination mit der neuen Sekundärregelung eingeführt, um die Befehle zum Ein- und Ausschalten von Netzelementen ohne Kommunikation zu übermitteln. Der Zustandsautomat soll in Smart Metern implementiert werden, die es ihnen ermöglichen, Lasten und PV-Anlagen am Hausanschlusspunkt ein- und abzuschalten. Jeder Hausanschluss soll über einen Smart Meter verfügen. Im Vergleich dazu bietet der Ansatz aus [12]

ebenfalls ein kommunikationsfreies Konzept an, bei dem die Ladezustände von Batterien innerhalb eines zulässigen Bandes gehalten werden können.

Die quasistationären (RMS) Simulationen werden in dieser Arbeit in DiGSILENT PowerFactory durchgeführt. Die Modellierung von netzbildenden und netzfolgenden Umrichtern für die RMS-Simulationen werden in Abschnitt II vorgestellt und in Abschnitt III die neue Sekundärregelung. Anschließend wird der kommunikationsfreie Ansatz für den Netzwiederaufbau in Abschnitt IV beschrieben. Um die Funktionalität dieses Ansatzes zu demonstrieren, werden Simulationen mit einem angepassten europäischen CIGRE-Benchmark Niederspannungsnetz durchgeführt. Das Netzmodell besteht aus 18 Knotenpunkten, mehreren GFI und Batteriespeichern, Smart Metern, Kabeln und asymmetrischen Lasten [13]. Die Simulationsumgebung ist in Abschnitt V erläutert. In Abschnitt VI werden die Ergebnisse für die Simulation des Netzwiederaufbaus, bei dem stufenweise Lasten hinzu- und abgeschaltet werden, dargestellt. Anschließend wird eine Zusammenfassung in Abschnitt VII gegeben.

## II. MODELLIERUNG VON UMRICHTERN

Für die in dieser Arbeit durchgeführten RMS-Simulationen können netzfolgende Umrichter als geregelte Stromquelle entsprechend Abb. 1 modelliert werden [14]. Netzfolgende Umrichter regeln ihren Ausgangsstrom durch die Messung der Klemmenspannungen. Auf der Grundlage der von der PV-Anlage bereitgestellten Wirkleistung und des vorgegebenen Blindleistungsverhaltens (z. B. konstante  $Q$ , fester  $\cos\varphi$  usw.) wird der Ausgangsstrom auf Basis der gemessenen Klemmenspannung angepasst. Auf die Regelung von netzfolgenden Umrichtern wird im Folgenden nicht weiter eingegangen und es wird auf z.B. [14] und [15] verwiesen.

Das Ersatzschaltbild eines GFI entspricht einer Spannungsquelle mit Innenimpedanz (siehe Abb. 1). Die ideale Wechselspannungsquelle wird durch eine Droop-Regelung geregelt. Diese stellt den Effektivwert  $V_{\text{GFI}}$  und den Winkel  $\varphi_{\text{GFI}}$  ein (siehe Abb. 2). Es wird davon ausgegangen, dass ein GFI über eine unbegrenzte Leistungsverfügbarkeit verfügt.

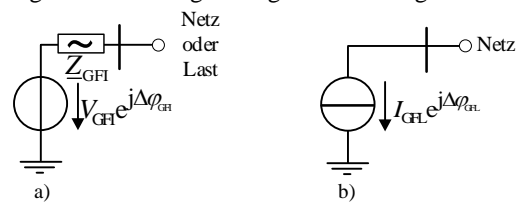


Abb. 1. Elektrisches Ersatzschaltbild für einen a) netzbildenden Umrichter und b) netzfolgenden Umrichter [15] - [17]

Die Droop-Regelung basiert auf lokal gemessenen Daten und ist nicht von Kommunikationssignalen [18] abhängig. Entsprechend der Droop-Wirkung kommt es zu einer Frequenzabweichung in allen drei Phasen der Klemmenspannung des GFI gemäß Gleichung (1), wenn die gemessene Wirkleistung  $p_{\text{meas}}$  vom Wirkleistungswert  $p_0$  abweicht. Die gemessene Leistung  $p_{\text{meas}}$  ist die Summe der Wirkleistung aller drei Phasen.

$$f = f_0 + k_p (p_0 - p_{\text{meas}}) \quad (1)$$

Durch die Änderung der Ausgangsfrequenz wird der Phasenwinkel der Spannung verändert, was zu veränderten Phasenwinkeldifferenzen innerhalb des Netzes führt. Diese Winkelunterschiede führen zu veränderten Leistungsflüssen zwischen den netzbildenden Umrichtern im System. Die gezielte Veränderung der Winkel ermöglicht die Aufteilung der benötigten Netzleistung im Verhältnis zu den Verstärkungsfaktoren  $k_p$  jedes einzelnen GFI [7].

Die gesamte Regelungsstruktur des GFI ist in Abb. 2 dargestellt und besteht aus einer Primär- (gelber Block) und einer Sekundärregelung (blauer Block). Die Droop-Regelung fungiert als Primärregelung [19]. Die Struktur der Primärregelung im Mitsystem wird durch den gelben Block in Abb. 2 dargestellt [7]. Die Differenz  $\Delta p$  der gemessenen Ausgangsleistung  $p_{\text{meas}}$  und dem Leistungssollwert  $p_0$  passiert das PT1 Element der Primärregelung. Die Zeitkonstante des PT1 Elements ist auf 100 Millisekunden eingestellt. Der Faktor  $k_p$  sorgt für eine Frequenzänderung bei einer Leistungsdifferenz zwischen der gemessenen Leistung  $p_{\text{meas}}$  und der vorgegebenen Leistung  $p_0$  gemäß der Gleichung (1) und ist auf 0,1 Hertz pro Kilowatt eingestellt. Diese Frequenzänderung wird mit dem nächsten Block integriert und ergibt einen Spannungswinkel  $\Delta\phi_{\text{GFI}}$  des GFI zwischen dem mit  $\omega_0$  rotierenden Koordinatensystem und einem schneller mit  $\omega$  rotierenden Koordinatensystem. Eine proportionale Verstärkung  $k_p^+$  zwischen der Wirkleistung und dem Winkel wurde hinzugefügt, um ein besseres Einschwingen zu erreichen. Sie ist auf 0,01 Kilowatt pro Grad eingestellt [20].

### III. SEKUNDÄRREGLER EINES NETZBILDENDEN UMRICHTERS

Die Sekundärregelung ist in zwei Teile unterteilt – in das PT1-Element und in die logische Einheit. Eine Leistungsänderung führt grundsätzlich zu einer kurzzeitigen Frequenzabweichung, da die gemessene Leistung nicht mit dem Leistungssollwert übereinstimmt und daraus ein  $\Delta p$ , welches ungleich null ist, resultiert. Um bei geänderter Wirkleistungsabgabe wieder die Nennfrequenz erreichen zu können, muss der Sollwert  $p_0$  für die Wirkleistung der Primärregelung kontinuierlich an den neuen Arbeitspunkt mithilfe des PT1-Elements der Sekundärreglers angepasst werden.

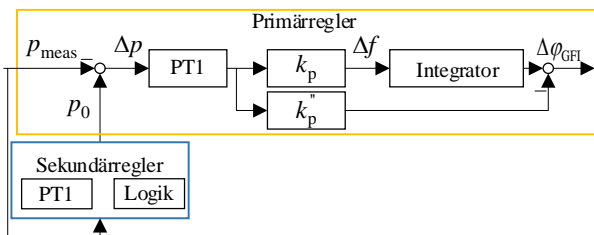


Abb. 2. Gesamtregelung eines netzbildenden Umrichters

#### A. PT1-Element

Zur Einstellung des Sollwertes  $p_0$  wird die gemessene Wirkleistung  $p_{\text{meas}}$  des GFI durch ein PT1-Glied geleitet. Der Sollwert wird durch die folgende Differentialgleichung (2) beschrieben. Der Faktor  $P$  wird auf 1 und die Zeitkonstante  $T$  auf 1 Sekunde gesetzt.

$$T \cdot \dot{p}_0(t) + p_0(t) = P \cdot p_{\text{meas}}(t) \quad (2)$$

Alternativ zum PT1-Element könnte auch ein Totzeitglied verwendet werden. Die Zeitkonstanten der beiden PT1-Elemente in der Primär- und der Sekundärregelung werden so bestimmt, dass die Primärregelung genügend Zeit hat, zu reagieren und den Ausgangsspannungswinkel anzupassen, der dem noch nicht zeitlich verzögerten Leistungssollwert  $p_0$  entspricht, bis die Sekundärregelung beginnt, den Sollwert zu ändern und damit die Wirkung der Primärregelung beeinflusst.

#### B. Logik

Einem Batteriespeicher liegen vom Hersteller zwei Grenzwerte zugrunde – ein Minimum und Maximum. Um ein Speichersystem vor weiterer Entladung oder Überladung zu schützen und damit einen sicheren Inselnetzbetrieb zu garantieren, müssen im Betrieb kommunikationslos Lasten oder PV-Anlagen abgeschaltet werden.

Das Erreichen eines der beiden kritischen Ladezustände  $F_{\text{max}}$  und  $F_{\text{min}}$  soll den Betriebsmitteln durch eine stationäre Frequenzabweichung, die durch einen der GFI generiert wird, signalisiert werden. Das Messen der stationären Frequenzabweichung und die darauffolgende Abschaltung der Betriebsmittel übernimmt der Smart Meter. Eine Netzfrequenzabweichung wird durch den auf null begrenzten Leistungssollwert  $p_0$  erzielt, da nun der Sollwert nicht mehr an die gemessene Leistung  $p_{\text{meas}}$  angepasst wird. Die Funktionalität des PT1-Elements der Sekundärregelung zur Anpassung der Sollwerte ist in diesem Fall deaktiviert. Beide kritischen Ladezustände haben die gleiche Wirkung auf das Ausgangssignal der Sekundärregelung, da diese den Wirkleistungssollwert auf null setzen. Um das Begrenzen des Sollwertes zu realisieren, wird eine logische Einheit für die Sekundärregelung eingeführt.  $F(t)$  beschreibt den Ladezustand des Speichersystems.

$$|p_{0,\text{max}}| = \begin{cases} \infty, & p_{\text{meas}}(t) > 0 \quad \text{und} \quad F(t) < F_{\text{max}} \\ 0, & p_{\text{meas}}(t) < 0 \quad \text{und} \quad F(t) < F_{\text{min}} \\ \infty, & p_{\text{meas}}(t) < 0 \quad \text{und} \quad F(t) > F_{\text{min}} \\ 0, & p_{\text{meas}}(t) > 0 \quad \text{und} \quad F(t) > F_{\text{max}} \end{cases} \quad (3)$$

Gleichung (3) stellt die Logikeinheit dar und gibt die Begrenzung des Ausgangssignals der Sekundärregelung für vier Fälle an. Für die Fälle, in denen eine Begrenzung des Sollwertes nicht erforderlich ist, werden zusätzlich neben dem Ladezustand weitere Bedingungen für die Leistung definiert.

#### IV. KOMMUNIKATIONSFREIER UMRICHTER MITHILFE VON ZUSTANDSAUTOMATEN

In diesem Abschnitt wird der Ansatz zum Netzwiederaufbau in einem Niederspannungsnetz erläutert. Der Netzwiederaufbau beginnt, wenn der Schwarzstart, bei dem alle GFI mit dem Hochfahren ihrer Klemmenspannungen begonnen haben, abgeschlossen ist. Wenn die Nennspannungsamplitude des Netzes und eine stationäre Frequenz von 50 Hz erreicht sind, geht der Umrichter in den Netzwiederaufbau über, bei dem Lasten und PV-Anlagen schrittweise durch Smart Meter angeschossen werden sollen. Nach dem heutigen Standard ist die Annahme gerechtfertigt, dass Smart Meter den Anschluss von Lasten und PV-Anlagen steuern können [21].

Der Ansatz des kommunikationsfreien Netzwiederaufbaus basiert auf der Interaktion der neuen Sekundärregelung mit dem in jedem Smart Meter implementierten Zustandsautomaten, der im Folgenden vorgestellt wird. Es wird angenommen, dass jeder Hausanschlusspunkt über ein Smart Meter und eine Abschaltbox verfügen. Der Smart Meter kann das Verhalten der GFI, die die Netzspannungen bereitstellen, hinsichtlich der Frequenz interpretieren und entsprechend seiner implementierten Zustandsautomaten reagieren. Der Zustandsautomat eines Smart Meters ist in Abb. 3 dargestellt. Basierend auf der intern gemessenen Frequenz des Smart Meters hat der Zustandsautomat fünf Zustände. Zwei Zustände (Zu- und Abschalten) sind den PV-Anlagen gewidmet, zwei weitere den Lasten und ein Zustand entspricht dem Wartezustand, in dem keine Haushalts-elemente für eine weitere Zuschaltung verfügbar sind.

Die Bedingung für den Anschluss einer Last basiert auf einer stationären Frequenz, die größer oder gleich der Nennfrequenz ist und für eine bestimmte Zeitspanne anhalten muss. Eine dauerhafte Unterschreitung der Nennfrequenz über einen bestimmten Zeitraum führt jedoch zur Abschaltung einer Last.

Dasselbe Prinzip wird bei PV-Anlagen angewandt. Liegt die Frequenz auf oder unter dem Nennwert, wird eine PV-Anlage zugeschaltet. Eine erhöhte stationäre Frequenz führt dazu, dass eine PV-Anlage abgeschaltet wird. Wenn eine PV-Anlage angeschossen ist, erzeugt sie die maximale Leistung, die sich aus der Sonneneinstrahlung ergibt. Die Ausgangsleistung wird nicht durch eine herkömmliche Leistungs-Frequenz-Kennlinie  $p(f)$  geregelt, d.h. die Wirkleistung ist unabhängig von der Frequenz.

Eine Zeitkonstante innerhalb des Zustandsautomaten zeigt an, dass bei Erfüllung einer Bedingung, z.B. der Nennfrequenz, ein interner Timer vom Smart Meter gestartet wird. Wenn in dem durch die Zeitkonstante definierten Zeitraum die Bedingung immer noch erfüllt ist, wechselt der aktuelle Zustand in den nächsten, was durch die Richtung der Pfeile in Abb. 3 angezeigt ist. Wird die Bedingung nicht eingehalten, hört der Timer auf zu zählen und wird auf null zurückgesetzt der – der Zustand bleibt unverändert.

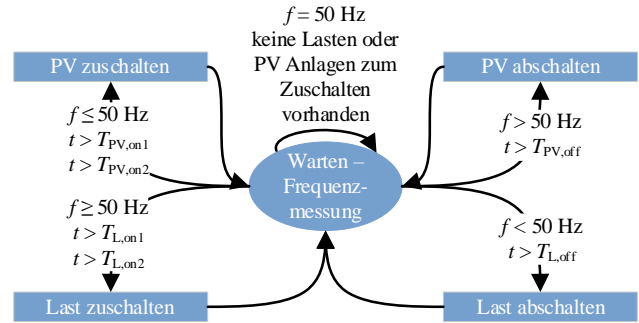


Abb. 3. Zustandsautomat eines Smart Meters

Die Zeitkonstanten der Zustandsübergänge müssen so gewählt werden, dass die Zustandsübergänge voneinander entkoppelt und priorisiert sind. Das bedeutet z.B., dass eine PV-Anlage bei einer erhöhten Frequenz nicht direkt abgeschaltet wird, sondern dass zunächst Lasten eingeschaltet werden, damit der Leistungsüberschuss abgefangen werden kann. Dies wird durch unterschiedlich große Zeitkonstanten realisiert. Bei einer Frequenzabsenkung soll eine PV-Anlage eingeschaltet werden, bevor eine Last abgeschaltet wird, die dann den Leistungsbedarf decken kann. Um sicherzustellen, dass nicht mehrere Smart Meter im Niederspannungsnetz gleichzeitig Haushalts-elemente ab- oder zuschalten, muss noch ein spezielles Konzept mit unterschiedlichen Zeitkonstanten entwickelt werden.

Eine priorisierte Zuschaltung von Lastkategorien innerhalb eines Haushaltes, wie z.B. Beleuchtung, kann auch hier durch unterschiedliche Zeitkonstanten umgesetzt werden. Beispielsweise soll ein hoch priorisierter Verbraucher eine kleinere Zeitkonstante zum Einschalten haben als ein niedriger priorisierter Verbraucher und gleichzeitig eine höhere Zeitkonstante zum Ausschalten. Damit ist gewährleistet, dass bei einer stationären Nennfrequenz eine hochpriorisierte Last zuerst zugeschaltet und bei einer niedrigeren stationären Frequenz zuletzt abgeschaltet wird.

#### V. SIMULATIONSUMGEBUNG

Die Interaktion der Sekundärregelung mit den Smart Metern wird im Folgenden im Rahmen des Netzwiederaufbaus durch RMS-Simulationen dargestellt. Dabei wird das Verhalten der neu eingeführten Sekundärregelung mit dem Zustandsautomaten innerhalb der Smart Meter anhand von einem Szenario erläutert. Das Szenario wird in DiGSILENT PowerFactory unter Verwendung eines CIGRE-Benchmark Inselnetzes [13] simuliert (siehe Abb. 4). Das verwendete Benchmark-Netz wurde für die Darstellung des speziellen Szenarios modifiziert, um die Funktionalität des Ansatzes zu demonstrieren. Das Netz umfasst nun fünf unsymmetrische Haushalts-PQ-Lasten (HL), drei dreiphasige PV-Anlagen und drei Batterien, die über dreiphasige GFI an das Netz angeschossen sind. Dem Benchmark-Netz wird ein Smart Meter mit dem hier eingeführten Zustandsautomaten hinzugefügt.

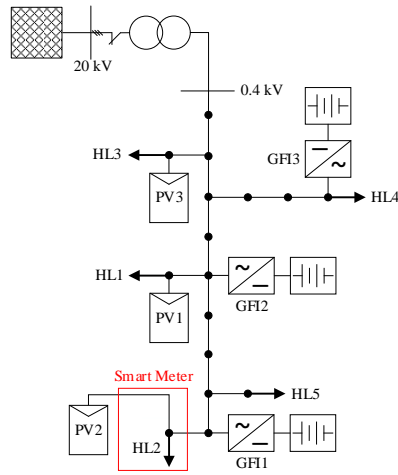


Abb. 4. Angepasstes CIGRE-Benchmark Niederspannungsnetz [13]

Der Smart Meter steuert den Anschluss der Haushaltslast HL2. Alle anderen Haushaltslasten sind während der Simulation dauerhaft angeschlossen. Würden mehr Smart Meter hinzugefügt werden, so würden die Simulationen an Übersichtlichkeit verlieren und die Hauptidee, das Prinzip zu demonstrieren, würde nicht erreicht werden.

Die Leistungseinspeisung der PV-Anlagen ist während einer Simulation konstant, ebenso wie der Leistungsbedarf der Haushaltsverbraucher. Die schaltbaren einphasigen Lasten von Haushalt 2 werden entsprechend dem dreiphasigen System L1, L2 und L3 benannt. Die Idee der Lastpriorisierung wird durch eine interne Logik des Smart Meters realisiert, um die einphasigen Lasten L1, L2 und L3 schrittweise zu- oder abzuschalten. Last L1 ist die wichtigste Last, gefolgt von Last L2, und Last L3. Last L2 wird nicht zugeschaltet, wenn L1 abgeschaltet ist. Dies ist analog zum Abschalten von Lasten, d. h. L1 wird nicht vor L2 abgeschaltet. Das Netz befindet sich im Netzwiederaufbau. Daher ist der Leistungsschalter zur Mittelspannungsebene offen und die Verbindung zum Mittelspannungsnetz noch nicht wiederhergestellt. Die initialen Ladezustände der Batterien werden auf Werte zwischen  $F_{\min} = 10\%$  und  $F_{\max} = 90\%$  gesetzt.

## VI. SIMULATIONSERGEBNISSE

Die Ergebnisse der Simulation werden durch vier Diagramme dargestellt, die jeweils unterschiedliche Variablen im Zeitverlauf zeigen. Das erste Diagramm zeigt die Frequenz, das zweite die Wirkleistungseinspeisung aller drei GFI, das dritte den Ladezustand aller Batterien der GFI, während das vierte Diagramm die Wirkleistung der einzelnen Phasen L1, L2 und L3 der Haushaltslast HL2 darstellt.

Für die Zuordnung der Kennlinien, z.B. der Frequenz, der Wirkleistung und des Ladezustandes, zu den einzelnen Betriebsmitteln ist die Legende in Abb. 5 angegeben.



Abb. 5. Legende

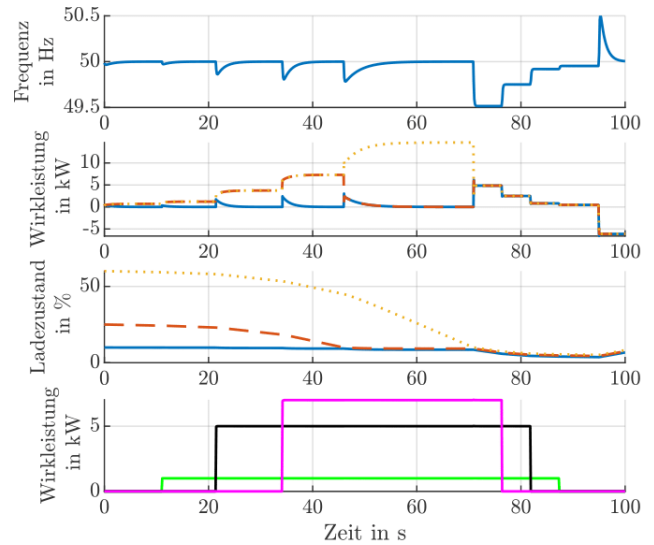


Abb. 6. Simulationsergebnisse für den Fall von leer werdenden Speichern

Abb. 6 zeigt die Simulationsergebnisse für den Netzwiederaufbau, der mit unterschiedlichen Ladezuständen der Batteriespeicher gestartet wird und in dem die Ladezustände das Minimum erreichen werden. Aufgrund des anfänglichen kritischen Ladezustands der Batterie von GFI1 von 10 % begrenzt die Sekundärregelung den Leistungssollwert ab Beginn der Simulation. Damit führt die Regelung des GFI1 die Wirkleistungseinspeisung auch bei Lastzuschaltungen wieder auf null. (siehe Abb. 6).

Entsprechend der Zustandsautomaten schaltet der Smart Meter bei stationärer Nennfrequenz Lasten schrittweise hinzu. In den Sekunden 11, 21 und 34 sinkt durch das Zuschalten die Frequenz kurzzeitig ab, diese wird jedoch durch die Wirkung der Sekundärregelung stets auf ihren Nennwert zurückgeführt.

Bei Sekunde 46 begrenzt die Sekundärregelung von GFI2 den Leistungssollwert auf null, da die Batterie ihren minimalen Ladezustand ebenfalls erreicht hat. Der letzte GFI3 trägt nun die alleinige Verantwortung für die Sicherstellung der Leistungsbilanz des Systems. Daher steigt die Leistungseinspeisung von GFI3 an, während der Sollwert von GFI1 und GFI2 auf null begrenzt wird. Bei Sekunde 71 erreicht auch die Batterie von GFI3 ihren minimalen Ladezustand von 10 %. Die Sekundärregelung von GFI3 begrenzt den Leistungssollwert auf null. Ab diesem Zeitpunkt haben alle GFI ihren Sollwert begrenzt. Es gibt keine weiteren GFI, die ihren Sollwert frei einstellen können. In der Regelstruktur ergibt sich daraus eine stationäre Leistungsdifferenz  $\Delta p$  und damit eine stationäre Frequenzabweichung. Da alle GFI den gleichen Sollwert und den gleichen Verstärkungsfaktor  $k_p$  haben, speisen sie von da an alle die gleiche Leistung ein. Eine stationäre Frequenz von 49,51 Hertz, die durch die GFIs verursacht wird, ist in Abb. 6 zu sehen.

Entsprechend dem Zustandsautomaten für die Lasten interpretieren diese den stationären Frequenzabfall als Signal, eine Last abzuschalten. In den nächsten Sekunden ist ein schrittweiser und zeitlich verzögerter Prozess der Lastabschaltung in Abb. 6 zu sehen. Nach jeder Lastabschaltung sinkt der Leistungsbedarf, was bedeutet, dass die Batterien der GFI weniger



entladen werden. Daher wird die Frequenz durch jede Lastabschaltung erhöht, da eine kleine Leistungsdifferenz  $\Delta p$  zu einer geringeren Frequenzabweichung  $\Delta f$  führt.

Die Abschaltung dauert so lange an, bis der Wirkleistungsbedarf der Verbraucher geringer ist als die Leistungseinspeisung der PV-Anlagen. Dies würde die GFI zum Laden bringen, was wieder zu einer Nennfrequenz führt, da entsprechend der Gleichung (3) die Sollwerte nicht mehr begrenzt werden und das PT1-Element den Leistungssollwert  $p_0$  anpasst.

Bei Sekunde 95 steigt von PV3 die Stromeinspeisung aufgrund erhöhter Sonneneinstrahlung an. Aufgrund des Leistungsüberschusses können die Batterien geladen werden. Laut Gleichung (3) begrenzt die Sekundärregelung den Sollwert nicht, was wiederum die Frequenz zurück zur Netznennfrequenz führt.

Diese Simulation zeigt, dass der Einsatz der Sekundärregelung in Kombination mit dem Zustandsautomaten auch bei sehr unterschiedlichen Ladezuständen den Netzwiederaufbau und Inselnetzbetrieb ohne Kommunikation stabil regeln und die Ladezustände der Batterien in einem akzeptablen Bereich halten kann.

## VII. ZUSAMMENFASSUNG

Es wurde im Rahmen eines Netzwiederaufbaus ein kommunikationsfreies neues Sekundärregelungskonzept für GFI sowie in Smart Metern implementierten Zustandsautomaten vorgestellt. Das Szenario mit dem angepassten europäischen CIGRE-Benchmark Netz wurde in DIGSILENT PowerFactory simuliert. Die Ergebnisse bestätigten die Funktionalität dieses kommunikationsfreien Netzwiederaufbauansatzes auf der Basis einer neuen Sekundärregelung, die auch mit unsymmetrischen Lasten sowie begrenzten Speichern oder Ausfällen von Energiespeichern umgehen kann. Darüber hinaus hat das Simulationsbeispiel gezeigt, dass es dem Sekundärregler gelungen ist, den Ladezustand aller Batterien von GFI ohne jegliche Kommunikation außerhalb eines kritischen Bereichs zu halten. Dies stellt sicher, dass die GFI in der Lage sind, verschiedene Netzszenarien zu bewältigen, wobei sie über genügend Energie verfügen, um den Leistungsbedarf zu decken und die Frequenz stets auf ihren Sollwert zurückzuführen.

Das Konzept zur Steuerung einzelner Betriebsmittel eignet sich nicht nur für den kommunikationsfreien Netzwiederaufbau, sondern kann auch im Inselnetzbetrieb mit unsymmetrischen Lasten und Stromeinspeisungen eingesetzt werden. Die Spannungsregelung von GFI wurde in dieser Arbeit nicht beachtet und muss in zukünftigen Arbeiten implementiert werden. Es ist anzumerken, dass während des Netzwiederaufbaus die GFI hohe Leistungen einspeisen oder aufnehmen müssen. Insbesondere in der Zeit, in der nur ein GFI aufgrund seines akzeptablen Ladezustandes verfügbar ist und alle anderen ihre Sollwerte auf null begrenzt haben, muss der letzte aktive GFI den gesamten Leistungsbedarf oder -überschuss übernehmen (siehe Abb. 6). In diesem Zeitraum übernehmen die übrigen GFI den gesamten Netzbedarf. Bei künftigen Arbeiten muss die Tatsache berücksichtigt werden, dass die GFI nicht unbegrenzt Leistung bereitstellen können.

## VIII. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] S. Corsi und C. Sabelli, „General blackout in Italy Sunday September 28, 2003, h. 03: 28: 00,“ in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, 2004.
- [2] Y.-K. Wu, S. M. Chang und Y.-L. Hu, „Literature review of power system blackouts,“ *Energy Procedia*, Bd. 141, p. 428–431, 2017.
- [3] UCTE, *Final Report System Disturbance on 4 November 2006*, 2007.
- [4] H. Haes Alhelou, M. E. Hamedani-Golshan, T. C. Njenda und P. Siano, „A survey on power system blackout and cascading events: Research motivations and challenges,“ *Energies*, Bd. 12, p. 682, 2019.
- [5] M. Behnert und T. Bruckner, „Causes and effects of historical transmission grid collapses and implications for the German power system,“ 2018.
- [6] R. Schmaranz, J. Polster, S. Brandl, H. Renner, M. Weixelbraun, K. Köck und M. Marketz, „Blackout: key aspects for grid restoration,“ in *22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 2013.
- [7] P. Unruh, M. Nuschke, P. Strauß und F. Welck, „Overview on grid-forming inverter control methods,“ *Energies*, Bd. 13, p. 2589, 2020.
- [8] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. De Vicuña und M. Castilla, „Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids—A general approach toward standardization,“ *IEEE Transactions on industrial electronics*, Bd. 58, p. 158–172, 2010.
- [9] S.-B. Hong, T.-T. Nguyen, J. Jeon und H.-M. Kim, „Distributed Operation of Microgrids Considering Secondary Frequency Restoration Based on the Diffusion Algorithm,“ *Energies*, Bd. 13, p. 3207, 2020.
- [10] Q. Shafiee, J. M. Guerrero und J. C. Vasquez, „Distributed Secondary Control for Islanded Microgrids—A Novel Approach,“ *IEEE Transactions on Power Electronics*, Bd. 29, p. 1018–1031, February 2014.
- [11] S. Thomas, S. Islam, S. R. Sahoo und S. Anand, „Distributed secondary control with reduced communication in low-voltage DC microgrid,“ in *2016 10th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*, 2016.
- [12] J.-O. Lee und Y.-S. Kim, „Frequency and State-of-Charge Restoration Method in a Secondary Control of an Islanded Microgrid without Communication,“ *Applied Sciences*, Bd. 10, p. 1558, 2020.
- [13] „Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources,“ *CIGRE ELECTRA*, p. 54–66, April 2014.
- [14] W. Du, F. K. Tuffner, K. P. Schneider, R. H. Lasseter, J. Xie, Z. Chen und B. Bhattarai, „Modeling of grid-forming and grid-following inverters for dynamic simulation of large-scale distribution systems,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Bd. 36, p. 2035–2045, 2020.
- [15] D. Pattabiraman, R. H. Lasseter und T. M. Jahns, „Comparison of grid following and grid forming control for a high inverter penetration power system,“ in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2018.
- [16] M. C. Chandorkar, D. M. Divan und R. Adapa, „Control of parallel connected inverters in standalone AC supply systems,“ *IEEE transactions on industry applications*, Bd. 29, p. 136–143, 1993.
- [17] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg und P. Rodriguez, „Control of power converters in AC microgrids,“ *IEEE transactions on power electronics*, Bd. 27, p. 4734–4749, 2012.
- [18] S. Mansour, M. I. Marei und A. A. Sattar, „Droop based Control Strategy for a Microgrid,“ *Global Journal of Research In Engineering*, Bd. 16, 2016.
- [19] T. L. Vandoorn, J. D. M. De Koning, B. Meersman und L. Vandevelde, „Review of primary control strategies for islanded microgrids with power-electronic interfaces,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 19, p. 613–628, 2013.
- [20] P. Unruh und T. Günha, „Distributed grid-forming inverters in power grids,“ in *7th Int'l Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems*, 2017.
- [21] VDE, *Schalten und Steuern mit dem intelligenten Messsystem*, 2021.

# Deterministic Frequency Deviations– System Impact from Pumped Storage and countermeasures

C. Leugers, A. Richter, M. Wolter

*Institute of Electric Power Systems at Otto-von-Guericke University Magdeburg*  
martin.wolter@ovgu.de

**Abstract**--The stability of the European energy system requires a constant balance between energy generation and energy demand. Since the unbundling of the companies, there is a weakening of the connection between generated and withdrawn power in the grid, which is reflected in recurring critical deviations of the grid frequency at the time of the schedule change [1]. This is caused by the rapid power change rates of renewable energies such as pumped storage power plants, wind or PV plants and, in the future, the increase of electrical storage systems. In order to continue to meet the requirements of the European Commission and to create remedial measures, an analysis and continuous monitoring of the frequency regarding deterministic frequency deviations is necessary. The authors develop a new model for the analyses of deterministic frequency deviations based on the frequency behavior in 2020. Based on different scenario analyses possible countermeasures against this critical frequency deviations are investigated. With regard to the system stability it can be concluded that, for plants whose feed-in behavior is highly variable, a ramp restriction should be imposed that ideally lies between the activation time of the frequency restoration reserve and the ramp of 10 min for each power change.

**Index Terms**—deterministic frequency deviations, frequency control, pumped storage system, energy storage system, energy system

## NOMENCLATURE

A nomenclature list, if needed, should precede the Introduction.

## I. INTRODUCTION

The grid frequency reflects the balance between energy demand and generation. On the generation side, there is now a wide mix of different generation technologies, ranging from conventional thermal plants, renewable energy sources to new storage systems such as vehicle-to-grid technologies. There are many aspects into which the technologies can be categorized. What distinguishes conventional power plants from renewables and new energy storages (e.g., batteries) is that they are converter-based technologies. Their characteristic in terms of feed-in behavior is that they can adjust their output power in a very short time, as they are not subject to thermal restrictions. This behavior has a strong negative impact on the grid frequency in terms of

stability and quality. As the steep power changes on the generation side are contrasted with an almost slow and continuous load change, this interaction creates power imbalances that cannot be compensated by the control services alone. Due to the high rate of power change in conjunction with trading on the electricity market, very large frequency peaks occur, especially at the change of hours in the morning and evening, which are referred to as deterministic frequency deviations (DFDs) [2]. The impact on system stability and on market participants is significant. With the increase in DFDs, there is more frequent activation, especially of frequency containment reserve, which is not originally intended for this purpose. The consequences are increasing undesired power flows in the power grid and a lack of power reserves in the event of frequency fluctuations or critical grid situations, such as power plant or load failures or in the worst-case outages [2].

The impact of fast ramping from renewables on the grid is already known. For example, pumped hydro storage (PSH), which can change their output power in a short time and in large quantities, have a major impact on grid security and grid costs (see literature in Table 1). However, wind and solar plants also have a great influence on the system due to their ramping behavior [3,4,5]. With the expansion of renewable energies in the coming years, as well as the increase in energy storage systems whose charging and discharging power is only limited by the power of the inverter and is therefore immediately available [6]. The effects on the system will increase and the problem of DFDs will become greater.

The European Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline for the operation of electricity transmission networks (SOGL) defines uniform standards for the operation of transmission networks in Europe. Among other things, the guideline contains requirements for transmission system operators to create remedial measures to reduce DFDs [7]. To fulfil this task, the investigation and monitoring of DFDs is essential.

This paper contributes a new method for the methodical identification of deterministic frequency deviations, the simulation of the impact of fast storage capacity activation due to plant scheduling and the dimensioning of countermeasures to keep the frequency at the nominal value.

Starting from the frequency behavior in 2020, the cause of DFDs is briefly explained and a more precise definition of

deterministic frequency deviations is derived, which is necessary for the monitoring and analyzation of DFDs. The results give technical requirements for the operation and activation of energy storage systems to ensure a power system with stable frequency.

## II. STATE OF THE ART

The topic of PSH and other renewable energy sources has been studied primarily in the context of general system stability aspects, economic optimization, system services, etc., rather than in the context of DFDs. The following list contains a selection of topics investigated so far.

There are several publications about the impact of renewable energy sources. [8-10] consider system services. Technical aspects are context of [10] and [11]. Economical challenges and optimization techniques are considered in [12] and [13] and the operational stability is analyzed in [3], [4] and [14].

In distinction to the above-mentioned papers, the work in this paper refers to the influence of ramping of fast generation technologies like renewable energy sources and storage systems and their correlation with DFDs. The issue of DFDs has already been addressed in a few publications [1,2] and is examined in this paper for the year 2020.

Strategies to reduce the occurrence of DFDs are not a new topic and thus requirements for the TSOs can be found in the SOGL. On the one hand, there are requirements for the ramping of the desired exchange between the control areas according to Article 136 SOGL, and on the other hand, Article 137 SOGL already contains regulations that regulate corresponding measures to comply with the target parameters of the frequency and to reduce deterministic frequency deviations:

- a) obligations on ramping periods and/or maximum ramping rates for power generating modules and/or demand units;
- b) obligations on individual ramping starting times for power generating modules and/or demand units within the LFC block; and
- c) coordination of the ramping between power generating modules, demand units and active power consumption within the LFC block.

To implement these measures, Article 6 of the SOGL requires TSOs to first define details together with the regulators and after appropriate market consultations [7].

At the highest level, the problem is reflected in the exchange power between the TSO control zones. This is provided with a ramp of 10 min to prevent fast power jumps. Until now, this ramp was not considered in the interconnection settlement between the TSOs, so that a faster ramp between schedules resulted in a higher secondary control call, but was more favorable for the TSOs in the settlement. From 01 July 2021, this approach has been changed and the ramp will be included in the interconnection settlement. This could be a financial incentive for TSOs to enforce ramping behavior at national level.

Switzerland implemented this measure on a national level already in 2010. In this context, the responsible TSO "Swiss Grid" does not directly influence the behavior of the market

participants but created an incentive system to punish non-compliant behavior of balancing group managers and to reduce rapid power changes. Prior to July 2010, like Germany, the quarter-hourly schedule balance of the balancing groups was used to calculate the energy target values. As a result, it was desirable for balancing group managers to follow the discrete schedule jump with as fast a rate of power change as possible in order to avoid balancing energy in settlement and save costs. On the other hand, power plants with a technically slow mode of operation, which have a grid-supporting effect, were penalized by the resulting balancing energy. After July 2010, this situation was reversed. When calculating the balancing energy, a fixed ramp with a duration of 10 min is included as the target course of the schedule change. For the calculation, this means that the energy difference resulting from a ramp operation with the upstream and downstream quarter hour is added or subtracted. Figure 1 shows the result after the introduction of the Swiss national measure. It is clearly visible that the exchange power follows a linear ramp over 10 min and thus a high utilization and sign change of the secondary control power is avoided [15].

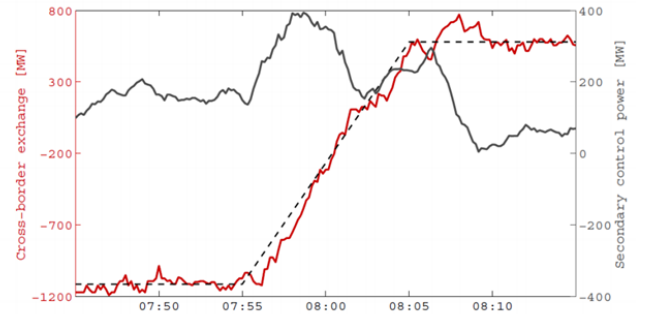


Fig. 1 Switzerland's exchange performance after introduction of incentive-based balancing group settlement [15]

## III. ANALYZING DETERMINISTIC FREQUENCY DEVIATIONS

In order to highlight the problem of DFDs in the year 2020, the frequency behavior will be examined in more detail. For understanding, section 3.2 discusses the basic causes of DFDs.

### A. Frequency behavior in 2020

To illustrate the problem, the frequency is shown in a heatmap in Fig. 2. The frequency for each day of the year 2020 is illustrated for every minute.

The heat map clearly shows vertical lines that are created by a repeated color change at the same times. At the hourly changes, particularly large color contrasts can be seen, which indicate a large change in frequency within this period. Depending on the time of day and season, the changes between the mean values show different characteristics. During the day, in the morning and afternoon hours, positive frequency jumps from below 50 Hz to above 50 Hz occur at the change of hour. The night hours between 8 p.m. and 2 a.m., on the other hand, are characterized by negative jumps. Particularly high deviations can be observed at midnight. Since a systematic pattern can already be recognized in the frequency deviations,

the next step is to project the frequency course of the year 2020 onto a day, in which the average value at each time of day is formed over all days using equation (1)

$$\bar{f} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n f_k, \quad (1)$$

where  $f$  represents the time series of one day,  $\bar{f}$  the frequency average of all days and  $n$  the number of all days in the considered range.

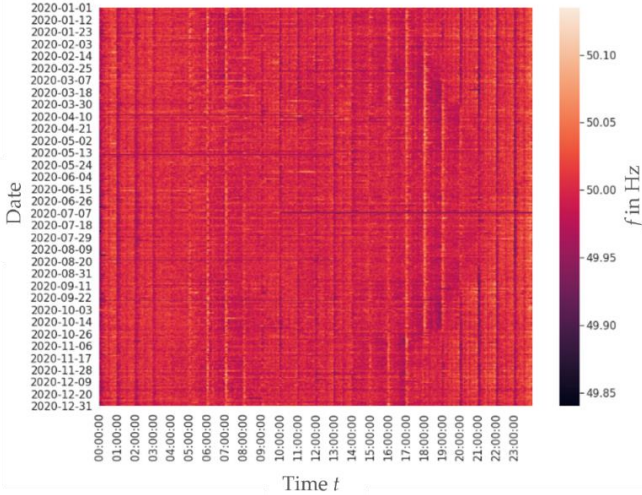


Fig. 2 Heat map of the power system frequency in 2020

In Figure 3 the frequency jumps that were shown in the heat map can thus be explained well. Frequency peaks occur sporadically during the day, rising steeply at the beginning of a change of hour and decaying over several minutes. By looking at a single DFD, the time span in which a DFD occurs is visible and a particularly rapid increase in frequency is notable which occurs right at the time of the quarter-hour change.

The change of a load-following operation to a schedule-based load coverage led to recurring imbalances between feed-in and withdrawn power in the electrical grid. These imbalances result in the deterministic frequency deviations. This is caused on the one hand by the slowly and continuously changing load and on the other hand by the discretely planned generation power as shown in Figure 4. A step-like generation output is impossible, but there are generation units that can adjust their feed-in output in large quantities within a very short time. Most notable are pumped storage power plants, which, with a possible maximum output of above 1GW per unit (Germany), have a great influence on the system with their schedule operations. Other renewable energy plants that are not subject to thermal restrictions can also quickly change their feed-in power. Scenarios are, on the one hand, paragraph 51 of the EEG (Germany), which allows the feed-in from renewable energy plants to be switched off for economic reasons in the event of several successive negative energy prices. Furthermore, noise emission shutdowns and wind shutdowns can lead to DFDs for wind turbines if they fully utilize their potential rate of power

change [16]. Decisive factors are the affected plant size and the feed-in power at the moment of shutdown.

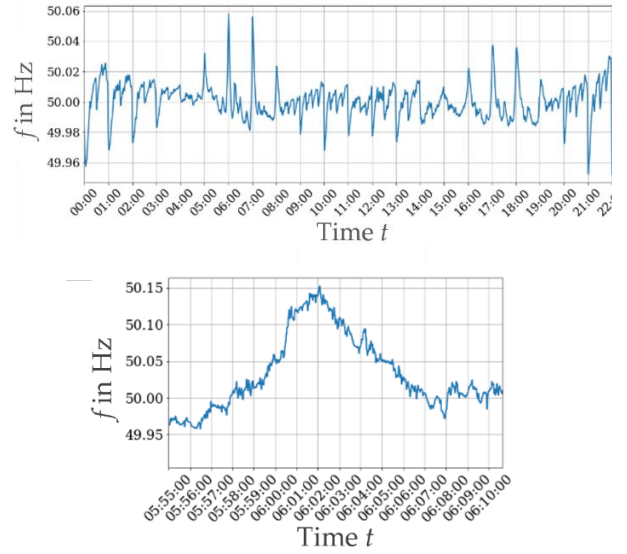


Fig. 3 Behavior of the net frequency: average daily frequency in 2020; detail of a frequency deviation at the hour change on 22.01.2021

### B. Causes for deterministic frequency deviations

The change of a load-following operation to a schedule-based load coverage led to recurring imbalances between feed-in and withdrawn power in the electrical grid. These imbalances result in the deterministic frequency deviations. This is caused on the one hand by the slowly and continuously changing load and on the other hand by the discretely planned generation power as shown in Figure 4. A step-like generation output is impossible, but there are generation units that can adjust their feed-in output in large quantities within a very short time. Most notable are pumped storage power plants, which, with a possible maximum output of above 1GW per unit (Germany), have a great influence on the system with their schedule operations. Other renewable energy plants that are not subject to thermal restrictions can also quickly change their feed-in power. Scenarios are, on the one hand, paragraph 51 of the EEG (Germany), which allows the feed-in from renewable energy plants to be switched off for economic reasons in the event of several successive negative energy prices. Furthermore, noise emission shutdowns and wind shutdowns can lead to DFDs for wind turbines if they fully utilize their potential rate of power change [16]. Decisive factors are the affected plant size and the feed-in power at the moment of shutdown.

In future scenarios, energy storage systems may also represent an increase in the problem if the power capacity increases. Since it is known that the charging and discharging power of the battery storage is only limited by the power of the inverter, but the fact is that the power is immediately available [6]. Effects on the grid can already be seen in [17,18].

Table 3 shows the rate of power change as well as the usual rated power per type.

TABLE I  
Technical restrictions of generation plants [19,20,21,22].

	$P_N$ in MW	$\Delta P$ in % $P_N$ /min
<b>Nuclear</b>	1300	2
<b>Lignite</b>	300	4
<b>Hard Coal</b>	400	4
<b>Gas</b>	100	20
<b>Wind</b>	6	100
<b>PV</b>	1-25	100
<b>PSH</b>	1100	100

The differences can be explained by the energy conversion of the power plant types. In the case of large conventional power plants, the temperature change associated with the change in output plays a decisive role. Since rapid temperature changes cause high thermal stresses on the mechanical components of the plants, which reduce their service life in the long term. The thermal restriction regarding the rate of change only plays a subordinate role in RE plants, so that the output power can be changed much faster.

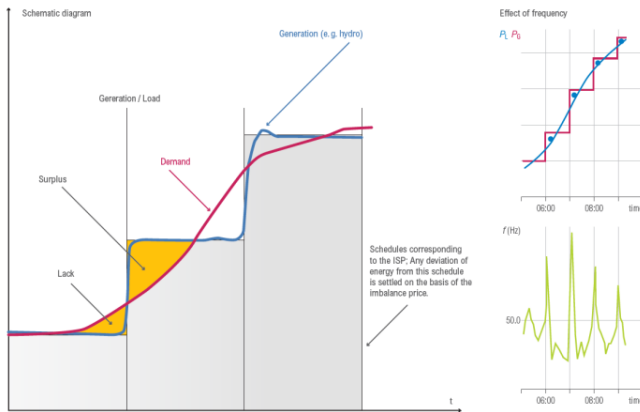


Fig. 4 Influence of continuous load and rapidly changing generation power on the frequency [23]

The times at which the DFDs occur depend on the times at which the generation of the power plants changes and thus on the traded products on the power exchange market. These products are fixed energy values with a duration of one hour on the futures market and 1 h to ¼ h on the spot market. The figure of the averaged frequency shows that the frequency deviations at the hourly change are particularly large. This can be explained by the fact that the 1 h products traded on the power exchange account for a significantly larger share of the trading volume than the ¼ h products. In 2020, for example, the traded volume on the futures market (1 h products) was 4736 TWh and on the spot market (1 h and ¼ h products) 622 TWh in Germany. This means that the spot market, on which quarter-hourly products are traded, among other things, had a share of only 11.6% of the trading volume, and the trend is rising [24].

#### IV. DEFINITION OF DETERMINISTIC FREQUENCY DEVIATIONS

The Commission for Regulation sets precise quality defining and target parameters for the grid frequency, which serve to ensure safe grid operation.

TABLE 2  
Frequency quality defining parameters of the synchronous areas [7]

	<b>Continental Europe</b>
standard frequency range	50 Hz $\pm$ 50 mHz
maximum instantaneous frequency deviation	800 mHz
maximum steady-state frequency deviation	200 mHz
time to restore frequency	15 min
alert state trigger time	5 min
maximum number of minutes outside the standard frequency range	15000 min

With regard to the DFDs, there are no specific requirements on the part of the Commission for Regulation. There is also no uniform and set definition in the literature. Descriptions can be found, for example in VGB Powertech 2009, where unwanted frequency jumps are, especially in the morning and evening hours, which have significant consequences for power plants and grid management [1]. In [2], the problem of deterministic frequency deviation is described. The reason is the same way the deviations occur, always at the same time of year and day. This observation leads to the conclusion that this phenomenon is deterministic. Only insufficient or no longer generally valid information is given about the characteristics. For example, the time of occurrence is only at full hour changes, in a time span of  $\pm 5$  min or  $\pm 10$  min to the hour change. Due to the analyses on deterministic frequency deviations and the missing and imprecise definitions so far, the DFDs for the simulation and the necessary monitoring within this work are defined as follows:

- Timespan of  $\pm 5$  min at every quarter-hour change
- Critical amplitude from 75 mHz deviation from the setpoint value [23]
- Particularly significant frequency deviation in a time span of 2 min, beginning 1 min before and ending 1 min after each quarter-hour change

#### V. SIMULATION OF POWER RAMPS OF FAST GENERATION PLANTS AND STORAGE FACILITIES

In order to investigate the influence of fast feed-in ramps caused by e.g., large energy storage systems, various factors influencing the development of DFDs will be investigated with the help of a simulation model. Subsequently, remedial measures will be developed. This model is not intended to make quantitative statements based on real parameters, but rather to qualitatively investigate the influences and interrelationships of the various factors in power-frequency control. There are

already some models of power-frequency control for Matlab/Simulink, but these are not suitable or sufficient for the simulation of the feed-in ramps of energy storage systems and DFDs, as the focus is on using a simple and comprehensible model for easy parameter settings. Some models with their content are listed in the following table. These are either limited to one of the control powers or implicitly expressed via differential equations, so that changes to the parameters cannot simply be made without recalculating the descriptive differential equations.

TABLE 3

Simulink models for power-frequency-control		
No.	Title	Content
1.	Two-area Load Frequency Control using MATLAB Simulink [25]	<ul style="list-style-type: none"> <li>Implicit calculation / representation of the parameters for the control power</li> <li>Two area load frequency control</li> </ul>
2.	Load Frequency Control Model in MATLAB SIMULINK [26]	<ul style="list-style-type: none"> <li>Implicit calculation / representation of the parameters for the control power</li> </ul>
3.	Provision of fast control power and instantaneous reserve through battery storage systems [27]	<ul style="list-style-type: none"> <li>Explicit calculation / representation of the parameters for the control power</li> <li>Only FCR included</li> </ul>

In the new developed model, the frequency, the load self-regulation effect, the frequency containment reserve (FCR) and the frequency restoration reserve (FRR) are considered, and the different parameters are expressed explicitly. The simulation model was created in Matlab / Simulink. For the model, the model 3 listed in table 4 served. The model was modified and extended by the FRR, which is important in the problem analysis of DFDs as shown above. Additionally, data from [28,29] were taken and used for the calculation of the frequency gradient, the start-up time constants and the design of the control reserve. The overall model is shown in figure 6. The model was normalized to the maximum available power reserve, so that a full activation corresponds to the value one.

TABLE 4

Parameters used in simulation		
Parameter	Symbol	Value
Target frequency	$f_0$	50 Hz
Frequency dead band		$\pm 50$ mHz
Maximum allowed frequency deviation		$\pm 200$ mHz
System time constant	$T_{sys}$	10 s
Total system size	$P_{sys}$	50 MW
Load self-regulation effect	$k$	1%

Maximum frequency restoration reserve	$P_{fir}$	1 MW
Maximum frequency containment reserve	$P_{fcr}$	1 MW

### A. Model Validation

An incoming power imbalance forms the input signal of the model which maps the control area error with the connected control services. Using equation (2) from [28], the resulting frequency deviation is calculated as

$$\frac{\partial f}{\partial t} = \frac{\Delta P}{P_{sys}} \cdot \frac{f_0}{T_{sys}}, \quad (2)$$

where  $f$  is the frequency,  $\Delta P$  is the power difference,  $f_0$  is the nominal frequency, and  $P_{sys}$  and  $T_{sys}$  are the total system size and the start-up time constant.

The FCR is designed as a proportional controller that responds directly to the deviation of the frequency from its setpoint and is derived from the model in [Renewable integration and primary control reserve demand in the Indian power system]. The FCR does not return the frequency to the setpoint but brings the power equilibrium into a quasi-stationary state so that the frequency deviates by a maximum of 200 mHz. The FCR is activated from a dead band of " $\pm 20$  mHz". This normalized model of the LFR results in the following gain factor:

$$\frac{P_{FCR \max}}{\Delta f_{\max}} = \frac{1 \text{ MW}}{200 \text{ mHz}} = 5 \quad (3)$$

Furthermore, the FCR is limited to  $\pm 1$  MW due to the normalization. Activation takes place at a rate of 1 MW/30 s. A PT1 element was chosen as a simple power plant simulation.

The FRR is integrated by a PI controller with physical feedback to influence the power balance and a power plant simulation. In contrast to the LSRE and the FCR, the input variable of the FRR is not the negative frequency deviation, but the area control error. The activated FCR and LSRE are subtracted from the Area Control Error (ACE) so that the FRR does not compensate for them. As with the FCR, the limitation is set to  $\pm 1$  MW, but can be varied in the model. The gradient is 1 MW/300 s, so that the full activation of the FRR occurs after 5 min.

Figure 5 shows the curves of the control power after the occurrence of a load jump of 1 MW. Activation takes place according to the guidelines and ensures a return of the frequency to its setpoint after 5 min.

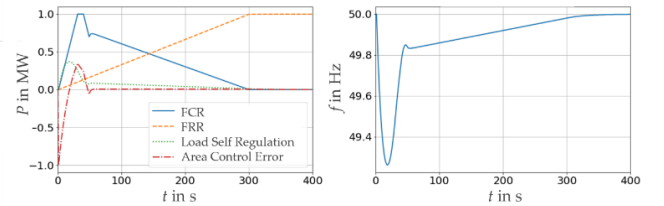


Fig. 5 Activated load self-regulation effect, FCR, FRR and Area Control Error in simulation.

## B. Fundamentals of deterministic frequency deviations in simulation

The simulation model was used to investigate various aspects of deterministic power imbalances. A linearly increasing or decreasing load was assumed. The schedule for the generating power plants corresponds to a discretization of the load behavior in a 15 min grid. A symmetrical ramping of the power plants is assumed, so that the load intersects the generation curve in the middle in each scheduling period. The generation and load before and after the half hour under consideration were assumed to be equal, thus excluding effects of previous power imbalances.

The model does not react directly to the injected or extracted power in the electrical grid, but to the resulting power imbalance according to (3).

$$P_{\text{diff}} = P_{\text{gen}} - P_{\text{load}}, \quad (4)$$

This difference causes an activation of the control power and a DFD characteristic frequency deviation which are shown in figure 6. At the time of the schedule change at  $t = 900$  s, there is a sudden sign change of the power difference  $P_{\text{diff}}$ , since the generation power reaches its setpoint for the next schedule period faster than the load drops. Since at the time of the schedule change the amount of activated FRR is equal to the amount of the power difference, the sign reversal leads to an ACE twice the amount of the original power difference.

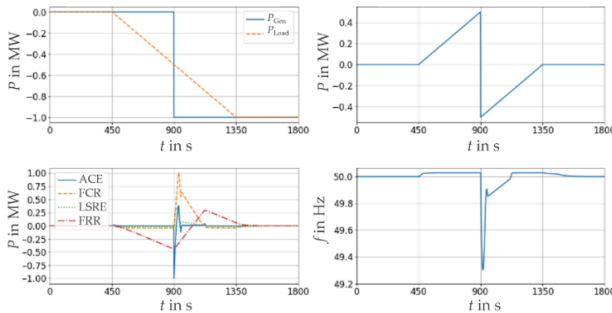


Fig. 6 Characteristic power flows and frequency of a DFD in simulation

## C. Factors influencing the development of a DFD

The influencing factors that play a significant role in the development of DFDs are:

- the direction of the schedule change,
- the amount of the schedule change, and
- the rate of change of generation output.

### Direction of the schedule change

The direction of occurrence of the DFD depends on the direction of the load change and consequently on the direction of the schedule change if load and schedule change to the same extent. This can be easily reproduced and investigated in the model. For the negative schedule jump, the behavior of the power difference and frequency was explained in the previous basic consideration. For a positive schedule jump, a similar explanation applies, but with the signs of the individual curves reversed. The result in the figure 7 confirms that a positive

schedule jump causes a positive frequency deviation, and a negative schedule jump causes a negative frequency deviation.

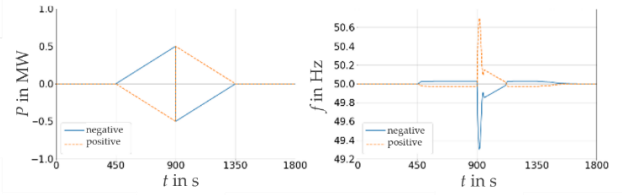


Fig. 7 Course of the power difference  $P_{\text{diff}}$  and the frequency in case of a negative and a positive timetable jump

### Amount of the schedule change

The higher the load change between two schedule periods, the higher the setpoint jump for the generation power between the schedules. Based on the fundamental consideration, the schedule jump was varied and the influence on the power difference, FRR and frequency was investigated. The results are shown in figure 8 and figure 9 (left column) for an infinitely high rate of power change. The results are compared side by side with the influence of different power change rates.

### Rate of change of generation output

The main cause for DFDs could be identified as the very high-power change speed of pump storage, which can follow a schedule jump almost instantaneously. In figure 8 (right column), the influence of different rates of change on the power difference and FRR was investigated. The frequency result is shown in figure 9 (right column). Varying the rates of change between two schedules creates a generation ramp instead of a direct jump. An instantaneous change in power corresponds to a ramp of 0 min. The smaller the rate of change, the longer the ramp duration.

The simulation results of the frequency in figure 10 show on the one hand that a higher schedule jump leads to a larger deviation of the frequency, where there is a disproportionate dependence. A schedule jump twice as large causes a frequency deviation more than three times as large. On the other hand, the rate of change of the generation output has a much greater influence on the frequency deviation that arises. A certain threshold can be observed, above which the frequency increases disproportionately.

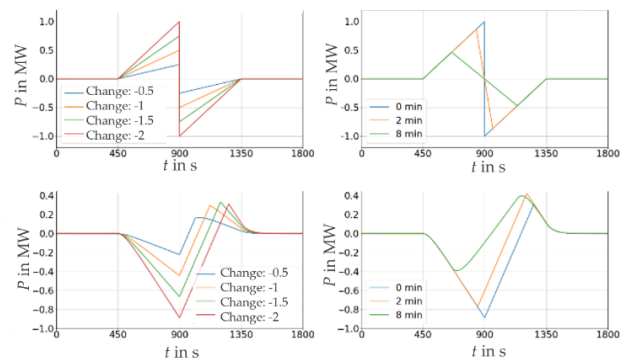


Fig. 8 Power difference (above) and FRR activation (below) as a function of the level of the schedule change and the ramp duration.

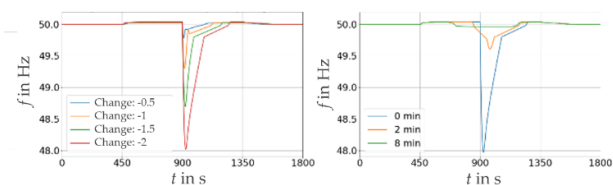


Fig. 9 Frequency responses with variation of the influencing factors; left: schedule change, right: rate of change of the generation output.

#### D. Countermeasures

The simulation model can also be used to investigate possible countermeasures or means to reduce DFDs. In the following, some solutions are simulated.

##### Shorter FRR activation time

The next case investigates whether the activation speed of the FRR has an influence on the expression of the frequency deviation. The FRR must be able to activate 100% of its output within 5 min. In the model, this activation speed was shortened step by step and the frequency response was recorded. For this case, the rate of change of the generation output was set to 2 min with a schedule change of  $-2$ . This reflects a real, very fast operation of generation plants, so that the influence of the control services and the countermeasures can be estimated under more realistic conditions. It can be seen that a shorter activation time would reduce the frequency drop.

##### Constant ramp duration between schedules

Based on the ramp for intentional exchange, which is also used in the Swiss solution against DFDs, the influence of a uniform ramp with a duration of 10 min on different schedule jumps is investigated. In Figure 11 it can be seen that, on the one hand, the utilization of the FRR (left) is much lower than in previous simulations and, on the other hand, there is no rapidly increasing peak in the frequency curve (right) for different jumps in the schedules.

##### Proactive control of secondary control power

It was investigated whether suppressing FRR activation before the schedule change would lead to a reduction in frequency deviation. The result is a higher frequency deviation before the schedule change due to the missing FRR, but with a small gradient. After the schedule change, the frequency deviation remains in a much smaller range around the setpoint than without FRR suppression.

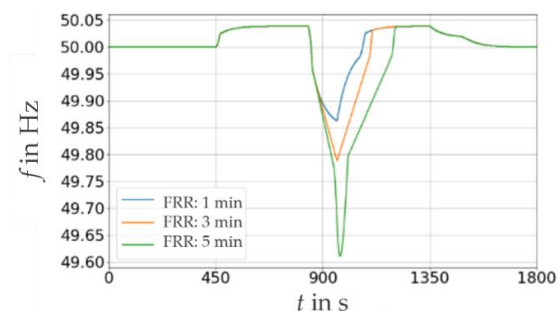


Fig. 10 Course of the frequency as a function of the FRR activation speed

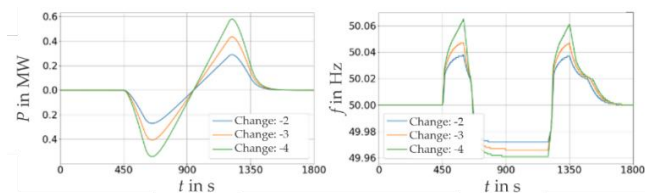


Fig. 11 FRR and frequency at different schedule jumps with uniform ramp, TRamp = 10 min.

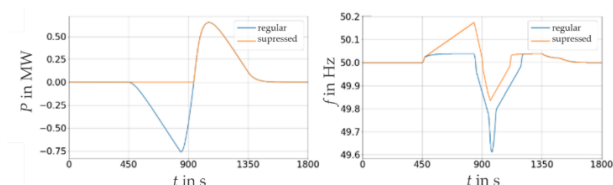


Fig. 12 FRR and frequency operating regularly and with proactive control

#### E. Simulation results summarized

The results of the simulation and individual cases of consideration are briefly summarized in the following table.

TABLE I  
Summary of the simulation results.

			Effect
Influencing factors	direction of the schedule change		Positive load change leads to positive DFD, negative load change leads to negative DFD
	amount of the schedule change		Larger schedule jumps produce disproportionately larger frequency deviations
	rate of change of generation output		Faster ramp between schedules causes disproportionately larger frequency increase
	FCR		Volume has a major influence on frequency peaks
Countermeasures	FRR		Demand grows asymmetrically, more towards the change of schedule
	Shorter FRR activation time		Contributes to the reduction of DFDs
	Constant ramp duration between schedules (10 min)		Effectively minimizes DFDs for any schedule jumps
	Proactive control of secondary control power		Larger frequency deviation before of secondary schedule change, but much smaller critical deviation afterwards

## VI. DISCUSSION

The simulation showed that there are several solutions to reduce the problem of critical DFDs. To ensure long-term reduction of DFDs, the most effective solution is to reduce the slope of the generation ramp to a duration of 10 minutes. This can minimize the imbalance between load and generation changes, thus supporting system reliability. In addition, this



may have economic benefits in terms of FRR activation and billing.

This could be realized by direct control of the appropriate plants or by installing battery storage at wind and solar farms to reduce feed-in gradients. As renewable energy expands, these options should be considered. In addition, the presented model could be used to investigate the decrease of the start-up time constant due to the decrease of conventional power plants, as it can be expected that the frequency will change even faster due to the lack of inertia in the grid.

In order to operate the power system safe and stable monitoring of DFD must be developed as well. This is important not only to identify situations with DFD, but also to recheck developed countermeasures and their impact on the frequency. Therefore, following measures are recommended for TSO:

- Long term frequency analyzation, including heatmaps, averaged trend and data tables to identify frequency peaks (negative or positive)
- Short-term frequency analysis (day, hour or single DFD), including generation and load behavior data to identify the originating units
- generation ramp to a duration of 10 minutes

## VII. SUMMARY

In this paper, the influence of generation and storage facilities on the deterministic frequency deviations due to their fast-ramping behavior was analyzed. So far, in other studies the behavior of renewables and energy storage has been studied in terms of basic stability and economic aspects rather than focusing on DFDs. With the definition of DFDs within this work, it is possible to identify these frequency deviations for monitoring purposes. In order to keep an eye on the evolution of the problem of DFDs, TSOs should have monitoring tools that can monitor the quantity of DFDs, estimate their share in the overall phenomenon and in individual DFDs. So that, if necessary, causes in the load and generation behavior can be searched for in the own control area.

With the simulation model created, the influencing factors can be analyzed. By simulating countermeasures, general provisions for the ramping behavior of renewable energy plants and energy storage systems can be derived. As a recommendation, for plants whose feed-in behavior is highly variable, a ramp restriction should be imposed that ideally lies between the activation time of the FRR and the SOGL ramp of 10 min. This way, imbalances between generation and load can be compensated by the existing control services.

## VIII. REFERENCES

[1] Tobias Weißbach; Ernst Welfonder. High Frequency Deviations within the European Power System – Origins and Proposals for Improvement. VGB PowerTech, 2009.

[2] EURELECTRIC, ENTSO-E. Deterministic. frequency deviations – root causes and proposals for potential solutions 2011.

[3] Couto, A.; Estanqueiro, A. Exploring Wind and Solar PV Generation Complementarity to Meet Electricity Demand. *Energies* 2020, 13, 4132. <https://doi.org/10.3390/en13164132>

[4] Thomas A.Deetjen. The impacts of wind and solar on grid flexibility requirements in the Electric Reliability Council of Texas. *Energy* 2017, 637-654. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.021>

[5] Juha Kiviluoma. Variability in large-scale wind power generation. 2015.

[6] Thomas Katschub. Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung. Dissertation, KIT, Karlsruhe, 23.03.2017.

[7] Commission Regulation (EU) 2017/1485. Guideline on electricity transmission system operation. 2017.

[8] IRENA. Innovative Operation of Pumped Hydropower Storage. 2020.

[9] Kezhen Liu. Load Frequency Control of Pumped Storage Power Station Based on LADRC. 2020.

[10] Argonne National Laboratory. Pumped Storage Hydropower: Benefits for Grid Reliability and Integration of Variable Renewable Energy. 2014.

[11] István Táci. Pumped Storage Hydroelectric Power Plants: Issues and Applications. 2016.

[12] J.P. Hoffstaedt. Low-head pumped hydro storage: A review of applicable technologies for design, grid integration, control and modelling. 2022.

[13] Reinhard Madlener; Jan Martin Specht. An Exploratory Economic Analysis of Underground Pumped-Storage Hydro Power Plants in Abandoned Deep Coal Mines. 2020.

[14] Renbo Tang; Jiandong Yang; Weijia Yang. Stability of frequency regulation of pumped-storage plants with multiple units sharing common penstock and busbar. 2018.

[15] Marc Scherer. Frequency Control in the European Power System Considering the Organisational Structure and Division of Responsibilities. Dissertation, ETH Zurich, Zurich, 2016.

[16] ENTSO-E. Report on deterministic frequency deviations. 2020.

[17] Alexander Zeh. Integration von Batteriespeichern in das deutsche Nieder- und Mittelspannungsnetz. Dissertation, Technische Universität München, München, 04.11.2017.

[18] Else Veldman; Remco A. Verzijlbergh. Distribution Grid Impacts of Smart Electric Vehicle Charging from Different Perspectives. 2015.

[19] A. J. Schwab. Elektroenergiesysteme, Springer Vieweg: Heidelberg, Germany, 2015.

[20] D. Oeding; B. R. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, Springer: Heidelberg, Germany, 2011.

[21] K. Heuck, K.-D. Dettmann, D. Schulz, Elektrische Energieversorgungsnetze, Vieweg: Wiesbaden, Germany, 20017.

[22] R. A. Zahoransky, Energietechnik, Vieweg: Wiesbaden, Germany, 2007.

[23] ENTSO-E. Continental europe significant frequency deviations. 2019.

[24] EEX Group. Geschäftsbericht 2020 Building Markets Together. 2021.

[25] Department of electrical and electronics engineering vasavi college of engineering, Two-area Load Frequency Control using MATLAB Simulink online: [https://www.vce.ac.in/Departments/EEE/Downloads/Innovative\\_teaching\\_Methods/09\\_Simulation%20of%20Power%20System%20Using%20Mi-Power.pdf](https://www.vce.ac.in/Departments/EEE/Downloads/Innovative_teaching_Methods/09_Simulation%20of%20Power%20System%20Using%20Mi-Power.pdf) (accessed on 09 May 2022)

[26] Dr. J. A. Laghari, Load Frequency Control Model in MATLAB SIMULINK online: <https://de.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/93810-load-frequency-control-model-in-matlab-simulink> (accessed on 09 May 2022)

[27] Christian Alács. Bereitstellung von Schneller Regelleistung und Momentanreserve durch Batteriespeicher. Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Wien.

[28] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb. 2014.

[29] entsoe.eu. Available online: <https://www.entsoe.eu/publications/statistics-and-data/#statistical-factsheet> (accessed on 18 May 2021)

# Application of graph theory for automation network recovery

A. Kashtanov, E. Glende, M. Wolter, Otto von Guericke University Magdeburg,  
Institute of Electric Power System, Magdeburg, Germany

**Abstract**—The use of digital devices in distribution networks has expanded the possibilities of solving assigned tasks, such as reducing the outage time for consumers during network faults. The fault location, isolation, and service restoration (FLISR) system is increasingly popular for solving this problem, with service restoration being the most important algorithm. Graph theory can be used as a tool to find the optimal network topology while preserving the radial structure of the network, allowing power to be restored to the largest number of consumers. This article aims to examine the basics of FLISR and the potential use of graph theory for modifying the service restoration algorithm.

**Index Terms**—distribution network, FLISR, graph theory, power restoration, Prim algorithm, minimum spanning tree

## I. INTRODUCTION

NEW opportunities for monitoring and managing distribution grids have emerged with the technological advancements [1], [2]. The incorporation of intelligent electronic devices (IEDs) allows for real-time network monitoring and complex operational switching in shorter intervals [3]. As per a recent survey conducted by the Distribution Management System (DMS) working group on intelligent distribution of the IEEE Power and Energy Society, 85% of electric power enterprises surveyed have either implemented or plan to implement the fault location, isolation, and service restoration (FLISR) algorithm for upgrading their distribution networks [4]. FLISR algorithm can be utilized in different energy network topologies, such as centralized and decentralized (substation-oriented or fully distributed) projects [5]. The primary objective of FLISR is to minimize the duration of power outage for consumers after a fault. The algorithm involves several steps [6], [7].

- Determination of the fault location with maximum accuracy
- Isolation of the faulty area
- Service restoration of power supply

Fig. 1 represents the basic algorithm of FLISR operation. The initial network topology and the location of the fault are shown in Fig. 1.a. After a fault occurs, the relay protection of the left feeder turns off the power to all consumers. Next, the algorithm determines the location of the fault and isolates it, on Fig. 1.b. Also in this figure, potential sectional switches are indicated in yellow, through which it is possible to restore

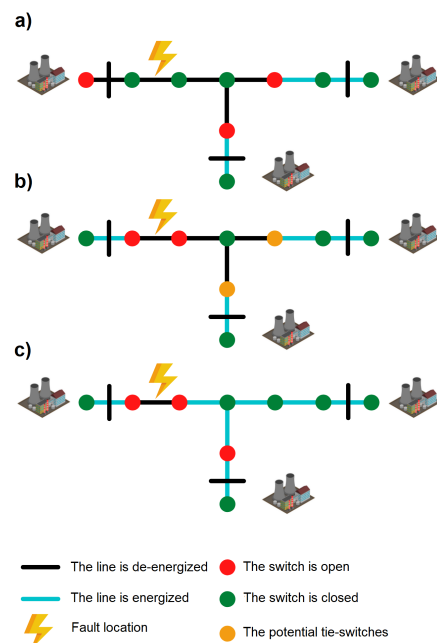


Fig. 1. The basic principle of FLISR operation

power to consumers on the left feeder. Fig. 1.c shows the new network topology, after reconfiguration, according to the FLISR algorithm [8].

The limited size of the network being presented results in a small number of reconfiguration methods that could potentially be used. However, when the FLISR algorithm is applied to larger distribution networks, the number of possible combinations increases dramatically. As a result, graph theory should be considered as a tool for identifying the optimal network topology following reconfiguration. The main contribution of this study is the modification of the Prim algorithm for discovering the minimum spanning tree, which was then adapted for distribution network reconfiguration. The primary objective of the modification was to reduce the number of operational switches required during power restoration.

Section II gives brief description of Graph Theory. Especially about spanning trees. Section III describe the algorithm.

Simulations of the algorithm are shown in section IV.

## II. APPLICATION OF GRAPH THEORY

Graph theory is a branch of discrete mathematics that deals with the study of graph properties. A graph is a set of vertices  $V(x)$  connected by a set of edges  $U(x)$  [9]. In the context of this work, the electrical distribution network is presented in the form of a graph. The network buses are taken as vertices, and the power lines connecting the buses are taken as branches [10].

In graph theory, there exist a plethora of concepts and definitions, but this work focuses on only two. Firstly, the definition of a weighted graph is crucial. It refers to a graph in which the edges possess their own weight or cost. In the case of modeling an electric distribution network, the impedance of the lines acts as the weight of the edges. Secondly, the minimum spanning tree is of utmost importance. A tree is a subset of all the vertices included in the graph, which are interconnected to each other without any parallel branches, loops, or ring connections. The tree can be compared to the radial topology of the distribution grid. A minimal spanning tree is a tree whose sum of the weight of the edges is the minimum compared to other connection combinations.

There are many algorithms to find the minimum spanning tree [11]:

- Prim's algorithm
- Kruskal's algorithm
- Borůvka's algorithm
- Reverse-delete algorithm

According to the principle of operation, the Prim's algorithm is the most suitable for modification, since it starts from the initial (root) point to build a tree, which is very convenient in the case of working with distribution networks, where a feeder can serve as this point. Prim's algorithm consists in alternately adding new vertices to the initially selected root node, which is the feeder bus. Due to the chosen algorithm, it is possible to implement the function of building a network based on the impedance of the system, and not on individual lines.

### A. Modification of Prim's algorithm

When creating a new network topology, in which the weight of the edges is defined by the impedance of the branches, the classical Prim algorithm may not be sufficient. Additionally, when modeling an electrical network, it is essential to consider the total impedance of the entire network, rather than just individual lines. This study applies an extra condition during the iteration of the Prim algorithm to address this issue. At each iteration of the algorithm, the weight of the selected branch is added to the weights of all the branches leading up to the root node. Fig. 2 provides a comparison between the classical Prim algorithm and the modified version used in this study

In both cases, the weight of each branch is equal to 1 unit except for the line between the buses 1 and 7, in this case, the weight is equal to 2. Left part of Fig. 2 shows the topology of a tree constructed according to the classical Prim algorithm.

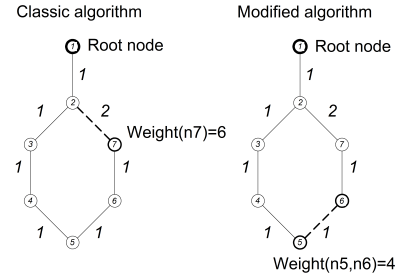


Fig. 2. Comparison of the classic Prim's algorithm with the modified one

The algorithm adds an edge with the minimum weight every iteration, so that, all lines except 2-7 are involved. In this case, the most distant bus has a weight equal to 6 units relative to the root node. In the case of the upgraded algorithm, right part of Fig. 2, the tree is built differently and line 2-7 is used. In this case, the weight of the most distant bus is 4 units. When applying this algorithm to the distribution network, the minimum voltage in the network increases, but losses will also raise.

### B. Correction factor

When restoring power after disconnecting a line, it is crucial to reestablish the network topology with minimal operational switches. This means maximizing the use of already operational lines. To satisfy this condition, this study introduces the concept of a correction factor. During the execution of the algorithm, a specific factor is designated to add to the calculated impedance of lines with a normally open switch. This enables the selection of the most favorable line, given that two lines with similar system impedances are available, one of which was already in operation before the damage occurred, while the other is a tie-line. The simulation utilized four correction factors, namely 0, 1, 1.4, and 2. These coefficients were determined via trial and error to effectively showcase their impact.

## III. DESCRIPTION OF THE ALGORITHM

The flow chart of the algorithm is presented in Fig. 3. The algorithm consists of six main steps:

- Step 1: First, the initial data of the network is set: topology of the network, bus and lines characteristics.
- Step 2: The correction factor is specified.
- Step 3: The line where the damage occurred is indicated. This line will be completely removed from the search for the minimum spanning tree and power flow calculations.
- Step 4: Information about the initial network topology, except the line on which the damage occurred, as well as information about the sectional lines and the correction factor are processed as initial data for finding the minimum spanning tree using the modified Prim's algorithm. The feeder bus is selected as the root point. From it, the calculation begins with the addition of new branches. The result of this step will be an incidence matrix  $N \times N$  consisting of 0 and 1, where  $N$  is the number of buses.

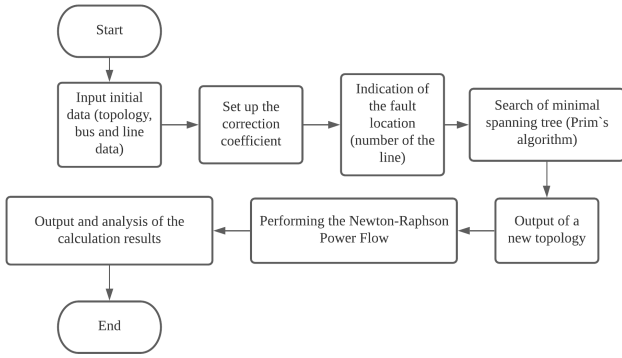


Fig. 3. Flow chart of the algorithm

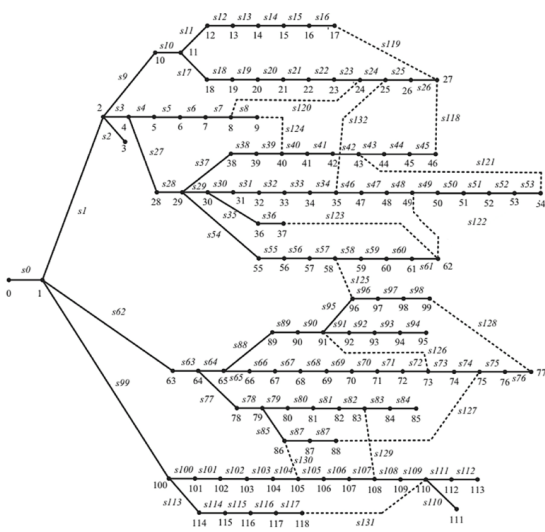


Fig. 4. Initial grid topology

- Step 5: The incidence matrix obtained in the previous step, as well as the data of lines and buses, are processed to calculate the power flow using the Newton-Raphson power flow method. As a result of this calculation, the voltages on each bus and the power flows and currents on each line are known.
- Step 6: According to the calculated data, the characteristics of the bus voltage, as well as active and reactive losses in the network, are analyzed.

#### IV. SIMULATION

The simulation was carried out on the example of an IEEE 119 bus system from Dong Zhang [12] (see Fig. 4) with nominal voltage of 11 kV, 118 sectionalizing switches and 15 tie switches. The total power loads are 22.710 MW and 17.041 Mvar. The Prim's algorithm and power flow calculations are written and integrated into the MATLAB R2021b environment.

The main problem of this grid is a bad voltage profile. In order to bring this network to better voltage indicators, an algorithm for finding the minimum spanning tree would be

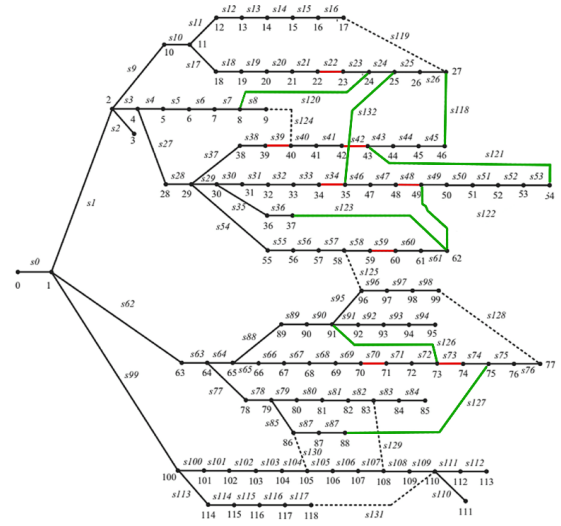


Fig. 5. New grid topology after reconfiguration. The green lines represent the former tie lines that were involved during the reconfiguration. The red lines represent those lines that were disabled as a result of reconfiguration.

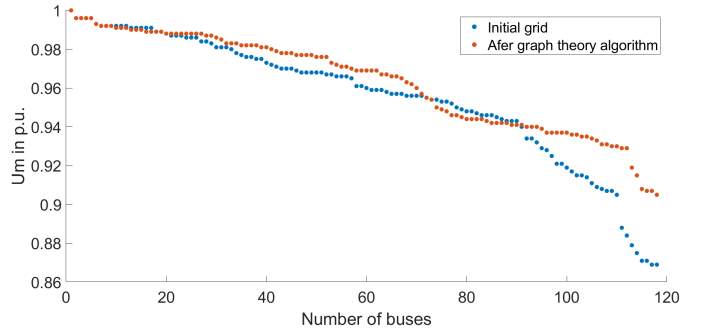


Fig. 6. A graph comparing the magnitude of the voltage before and after applying the algorithm

applied. During the operation of the algorithm, 18 operational switches were made, where nine tie were involved (see Fig. 5).

As a result, the voltage magnitude profile has improved significantly, as can be seen from the comparison graph in Fig.6.

Now, after reconfiguration, it is possible to conduct fault simulations. Let the s4 line be disconnected after the fault. All consumers connected to buses 5-9, 23-27, 35, 40-48 and 54 with a total active power of 3.03 MW will lose power.

##### A. Correction factor is equal to 0

In the first case, there is no priority for constructing the topology during modeling. After initializing the data and performing calculations, the Prim's algorithm for searching for the minimum spanning tree, 9 switch operations were performed. In this case, tie lines s34, s39, s42, s53 and s119 have been put into operation. And the lines s24, s25, s44 and s121 were turned off to avoid looping the network.

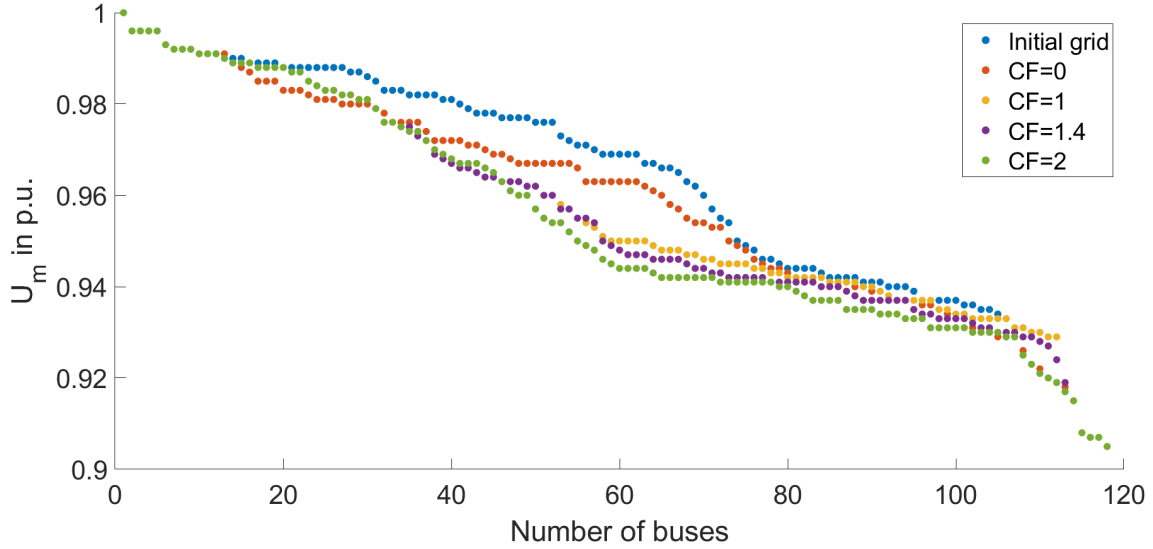


Fig. 7. Comparison diagram of the voltage magnitude for each bus

### B. Correction factor is equal to 1

In the second case, correction factor equal to 1. As a result of the algorithm with this correction factor, the number of operational switches was decreased from 9 to 5. Tie lines s34, s39 and s42 have been put into operation. And the lines s43 and s132 were turned off to avoid looping the network.

### C. Correction factor is equal to 1.4

In the third case, correction factor equals to 1.4. As a result of the algorithm with this correction factor, the number of switches has already dropped to 3. Only 2 lines were put into operation s34 and s39. And only 1 line s132 is disconnected.

### D. Correction factor is equal to 2

In the last case, correction factor equals to 2. As a result of the algorithm with this correction factor, the number of switches only equals to 1. Due to the shutdown of the s4 line, tie line s132 was introduced to resume power supply to consumers.

### E. Comparison of the results

Figure 7 shows a graph of voltage comparison for all cases. The data is sorted from the highest voltage magnitude value on the feeder bus to the lowest. It is noticeable from the graph that the best voltage profile is for the initial network. This is due to the absence of any limitations of the algorithm for constructing the topology. While in other cases there is a limitation due to a fault on a line. If we take into account only post-emergency cases, then a direct dependence of the voltage value on the correction factor is visible. As the correction factor is increased, the voltage values become worse, due to the increased restrictions. However, it can be noted that the voltage in all cases is within the permissible limits  $\pm 10\%$  according to Standard EN 50160. This means that the choice of reconfiguration may depend only on the number of operational

TABLE I  
COMPARISON OF DATA BEFORE AND AFTER RECONFIGURATION UNDER DIFFERENT CORRECTION FACTORS

Grid Topology	Operational switching	Active Power losses MW	Number of operational switches
Initial grid topology		1.05	0
Correction factor is 0	s24, s25, s34, s39, s42, s44, s53, s119, s121	1.13	9
Correction factor is 1	s34, 39, s42, s43, s132	1.15	5
Correction factor is 1.4	s34, s39, s132	1.15	3
Correction factor is 2	s132	1.18	1

switches. As mentioned earlier, the smaller the number of operational switches, the less the equipment is subject to wear and tear and the more cost-effective its use. Sometimes the use of a correction factor leads to significant voltage reductions on those buses through which the main power supply of the disconnected section passes. Thus, the application of the correction factor in such cases is restricted.

## V. CONCLUSION

FLISR algorithms offer a solution to improve network reliability by reducing the number and duration of power outages for consumers. However, implementing this concept requires significant infrastructure costs, including the installation of numerous IEDs to ensure accurate and reliable power restoration. Graph theory serves as a useful tool for grid operators to increase network reliability and reduce outage times. To

construct a topology that meets specific requirements, the algorithm for finding the minimum spanning tree must be considered, taking into account factors such as the total system impedance and topology building priorities. However, pre-calculating the correction factor is necessary to improve the algorithm's accuracy, and this coefficient varies depending on network characteristics such as size, branching, and voltage level.

## VI. REFERENCES

- [1] F. Zavoda, "The key role of intelligent electronic devices (IED) in Advanced Distribution Automation (ADA)," 2008 China International Conference on Electricity Distribution, 2008, pp. 1-7, doi: 10.1109/CI-CED.2008.5211637 .
- [2] M. H. Cintuglu, T. Ma and O. A. Mohammed, "Protection of Autonomous Microgrids Using Agent-Based Distributed Communication," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 32, no. 1, pp. 351-360, Feb. 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2551368 .
- [3] F. Shen, Q. Wu and Y. Xue, "Review of Service Restoration for Distribution Networks," in Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 8, no. 1, pp. 1-14, January 2020, doi: 10.35833/MPCE.2018.000782 .
- [4] Jianhui Wang, Xiaonan Lu, Ravindra Singh and James T. Reilly. "Business case calculations for DMS. Foundational report series: advanced distribution management systems for grid modernization," January 2017.
- [5] R. A. Spalding et al., "Fault Location, Isolation and service restoration (FLISR) functionalities tests in a Smart Grids laboratory for evaluation of the quality of service," 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016, pp. 879-884, doi: 10.1109/ICHQP.2016.7783370 .
- [6] C. Koch-Ciobotaru, M. Monadi, A. Luna and P. Rodriguez, "Distributed FLISR algorithm for smart grid self-reconfiguration based on IEC61850," 2014 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA), 2014, pp. 418-423, doi: 10.1109/ICRERA.2014.7016420 .
- [7] G. F. Angelo Martins and A. Batista de Almeida, "Automatic Power Restoration in Distribution Systems Modeled Through Multiagent Systems," in IEEE Latin America Transactions, vol. 18, no. 10, pp. 1768-1776, October 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9387668 .
- [8] American recovery and reinvestment act of 2009. Fault Location, Isolation, and Service Restoration technologies reduce outage impact and duration. Smart Grid investment grant program, December 2014.
- [9] Edward A. Bender, S. Gill Williamson, Lists, "Lists, Decisions and Graphs - with an introduction to probability," University of California at San Diego, 31 Dec 2010.
- [10] M. M. R. Ibrahim, H. A. Mostafa, M. M. A. Salama, R. El-Shatshat and K. B. Shaban, "A graph-theoretic service restoration algorithm for power distribution systems," 2018 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE), 2018, pp. 338-343, doi: 10.1109/ITCE.2018.8316647 .
- [11] David Cheriton, Robert Endre Tarjan, "Finding minimum spanning trees," SIAM Journal on Computing 1976 5:4, 724-742
- [12] Dong Zhang, Zhengcai Fu, Liuchun Zhang, "An improved TS algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems," Electric Power Systems Research Volume 77, Issues 5-6, 2007, Pages 685-694, ISSN 0378-7796, doi: 10.1016/j.epsr.2006.06.005.



- MAFO-01** ORTHS, A.: *Multikriterielle, optimale Planung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Energiemarkt unter Verwendung von spieltheoretischen Verfahren*, 2003. ISBN 3-929757-57-5.
- MAFO-02** PURMANN, M.: *Optimierung des Betriebsverhaltens von PEM-Brennstoffzellen unter Berücksichtigung von elektrischem und Gesamtwirkungsgrad bei unterschiedlichen Lastanforderungen und Betriebsparametern*, 2004. ISBN 3-929757-63-X.
- MAFO-03** AL-HAMID, M.: *Extraktion von höheren Moden in TEM-Wellenleitern*, 2004. ISBN 3-929757-64-8.
- MAFO-04** HAASE, H., J. NITSCH, and T. STEINMETZ: *Transmission-Line Super Theory – A new Approach to an Effective Calculation of Electromagnetic Interference*, 2004. ISBN 3-929757-67-2.
- MAFO-05** BACHRY, A.: *Power Quality Studies in Distribution Systems Involving Spectral Decomposition*, 2004. ISBN 3-929757-68-0.
- MAFO-06** STYCZYNSKI, Z. A.: *Power Network and Renewables – A Scientific Report*, 2004. ISBN 3-929757-69-9.
- MAFO-07** BLUME, E.: *Numerische Analyse der Kopplung linearer Antennen innerhalb eines Resonators*, 2004. ISBN 3-929757-71-0.
- MAFO-08** HANDSCHIN, E. and Z. A. STYCZYNSKI: *Power System Application of the Modern Battery Storage*, 2004. ISBN 3-929757-75-3.
- MAFO-09** HAASE, H.: *Full-Wave Field Interactions of Nonuniform Transmission Lines*, 2005. ISBN 3-929757-78-8.
- MAFO-10** NITSCH, D.: *Die Wirkung eingekoppelter ultrabreitbandiger elektromagnetischer Impulse auf komplexe elektronische Systeme*, 2005. ISBN 3-929757-79-6.
- MAFO-11** HADZI-KOSTOVA, B.: *Protection Concepts in Distribution Networks with Decentralized Energy Resources*, 2005. ISBN 3-929757-84-2.
- MAFO-12** STEINMETZ, T.: *Ungleichförmige und zufällig geführte Mehrfachleitungen in komplexen technischen Systemen*, 2006. Nummerierung geändert, ISBN 3-929757-98-2.
- MAFO-13** STYCZYNSKI, Z. and J. HAUBROCK: *Influence of Distributed and Renewable Generation on Power System Security – Proceedings of the CRIS Workshop 2006*, 2006. ISBN 3-929757-99-0.
- MAFO-14** HEIDECK, G.: *Ein autonomes Brennstoffzellensystem: Optimierungsansätze*, 2006. ISBN 3-929757-94-X.
- MAFO-15** STYCZYNSKI, Z. und H.-D. MUSIKOWSKI: *Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung 7*, 2006. ISBN 3-929757-85-0.
- MAFO-16** GRONWALD, F.: *Antenna Theory in Resonating Systems derived from Fundamental Electromagnetism*, 2007. ISBN 3-929757-93-1.
- MAFO-17** KRAUTHÄUSER, H.G.: *Grundlagen und Anwendungen von Modenverwirbelungskammern*, 2007. ISBN 978-3-929757-43-9.
- MAFO-18** DZIENIS, C.: *Ersatzmodelle nichtlinearer Lasten in elektrischen Verteilungsnetzen*, 2007. ISBN 978-3-929757-07-1.

- MAFO-19** STYCZYNSKI, Z. and J. HAUBROCK: *Renewable and Dispersed Power Generation in Power Systems*, 2007. ISBN 978-3-929757-44-6.
- MAFO-20** HAUBROCK, J.: *Parametrierung elektrischer Äquivalentschaltbilder von PEM-Brennstoffzellen*, 2008. ISBN 978-3-940961-02-0.
- MAFO-21** ANGELOV, A. N.: *Rechnergestütztes Lernen im Bereich der Regenerativen Energien (Ausgewählte Aspekte)*, 2008. ISBN 978-3-940961-03-7.
- MAFO-22** KOMARNICKI, P.: *Anwendung hochgenauer, synchroner Messungen zur Verbesserung des Betriebs von Verteilungsnetzen*, 2008. ISBN 978-3-940961-04-4.
- MAFO-23** ROGGATZ, C.: *Trainingssimulator für die Führung von elektrischen Systemen mit dezentralen Energieeinspeisungen – Trainingsszenarien und Umsetzung*, 2008. ISBN 978-3-940961-05-1.
- MAFO-24** RUDION, K.: *Aggregated Modelling of Wind Farms*, 2008. ISBN 978-3-940961-14-3.
- MAFO-25** GANJAVI, M. R.: *Protection System Coordination Using Expert System*, 2008. ISBN 978-3-940961-15-0.
- MAFO-26** BOFINGER, S.: *Energieversorgungsnetze mit einem hohen Anteil an photovoltaischer Solarenergie: Standortbestimmung, Solarstromprognose, Netzintegration*, 2008. ISBN 978-3-940961-25-9.
- MAFO-27** STYCZYNSKI, Z. and P. KOMARNICKI: *Distributed and Renewable Power Generation*, 2008. ISBN 978-3-940961-26-6.
- MAFO-28** KOCHETOV, S. V.: *Time- and Frequency-Domain Modeling of Passive Interconnection Structures in Field and Circuit Analysis*, 2008. ISBN 978-3-940961-27-3.
- MAFO-29** MAGDOWSKI, M.: *Entwicklung und Validierung eines Werkzeugs zur Berechnung der elektromagnetischen Einkopplung von stochastischen Feldern in Leitungsstrukturen*, 2008. ISBN 978-3-940961-28-0.
- MAFO-30** SONNEMANN, F.: *Elektromagnetische Effekte an elektrischen Zündmitteln (EED) mit angeschlossener Zündkreiselektronik (ZKE) bei impulsförmiger, breitbandiger Bestrahlung*, 2009. ISBN 978-3-940961-32-7.
- MAFO-31** SMIEJA, T.: *Multikriterielle Planung interregionaler Elektrizitätsnetze im liberalisierten Energiemarkt*, 2009. ISBN 978-3-940961-35-8.
- MAFO-32** HEYDE, C. O.: *Dynamic Voltage Security Assessment for On-Line Control Room Application*, 2010. ISBN 978-3-940961-40-2.
- MAFO-33** STYCZYNSKI, Z. A. and N. I. VOROPAI (EDITORS): *Renewable Energy Systems Fundamentals, Technologies, Techniques and Economics*, 2010. ISBN 978-3-940961-42-6.
- MAFO-34** Styczynski, Z. A. и N. I. Voropai (Editors): *Renewable Energy Systems Fundamentals, Technologies, Techniques and Economics (Russian Version)*, 2010. ISBN 978-3-940961-44-0.
- MAFO-35** STYCZYNSKI, Z. A. and A. LINDEMANN (EDITORS): *Integration of Renewable Energies into the Grid / Proceedings of the Power & Energy Student Summit 2010*, 2010. ISBN 978-3-940961-47-1.
- MAFO-36** STYCZYNSKI, Z. A. und H.-D. MUSIKOWSKI (EDITORS): *Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung 11*, 2010. ISBN 978-3-940961-51-8.
- MAFO-37** GURBIEL, M. A.: *Definition and Testing of a Digital Interface of a Power Substation*, 2011. ISBN 978-3-940961-54-9.
- MAFO-38** LOMBARDI, P.: *Multi Criteria Optimization of an Autonomous Virtual Power Plant*, 2011. ISBN 978-3-940961-55-6.



- MAFO-39** POWALKO, M.: *Beobachtbarkeit eines elektrischen Verteilungsnetzes – Ein Beitrag zum Smart Grid*, 2011. ISBN 978-3-940961-62-4.
- MAFO-40** STYCZYNSKI, Z. A., K. RUDION, and C. NGUYEN-MAU (EDITORIAL BOARD): *Power System Dynamic Security Assessment*, 2011. ISBN 978-3-940961-61-7.
- MAFO-41** KÄBISCH, M.: *Optimale Dimensionierung und Betriebsführung einer brennstoffzellenbasierten Auxiliary Power Unit im Fahrzeug*, 2011. ISBN 978-3-940961-67-9.
- MAFO-42** STYCZYNSKI, Z. A. und N. I. VOROPAI (EDITORS): *Special Issue Grant 220 Russian Federation SSmart Grid for Efficient Energy Power System for the Future”, Proceedings Volume I*, 2012. ISBN 978-3-940961-74-7.
- MAFO-43** STYCZYNSKI, Z. A., P. KOMARNICKI und A. NAUMANN (EDITORS): *Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-mobility*, 2012. ISBN 978-3-940961-71-6.
- MAFO-44** HEUER, M.: *Diagnosetool für stationär betriebene PEM-Brennstoffzellensysteme*, 2012. ISBN 978-3-940961-77-8.
- MAFO-45** STÖTZER, M.: *Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen – Potenzialanalyse und Bewertung*, 2012. ISBN 978-3-940961-78-5.
- MAFO-46** MAGDOWSKI, M.: *Vergleich der Einkopplung deterministischer und statistischer elektromagnetischer Felder in Leitungen*, 2012. ISBN 978-3-940961-75-4.
- MAFO-47** NAUMANN, A.: *Leitwarte im Smart Grid*, 2012. ISBN 978-3-940961-81-5.
- MAFO-48** RUDION, K.: *Offshore Power System Planning – Selected Aspects*, 2012. ISBN 978-3-940961-82-2.
- MAFO-49** NGUYEN-MAU, C.: *Electric Power System Stability Enhancement by Voltage Source Converter based High Voltage Direct Current Technology*, 2012. ISBN 978-3-940961-84-6.
- MAFO-50** GUO, H.: *Measurement-Based Load Modeling for Smart Grid Planning*, 2012. ISBN 978-3-940961-86-0.
- MAFO-51** STYCZYNSKI, Z. A.: *Proceedings No. 2 in the Scope of Mega Grant Baikal*, 2013. ISBN 978-3-940961-95-2.
- MAFO-52** STYCZYNSKI, Z. A.: *Proceedings No. 3 in the Scope of Mega Grant Baikal*, 2013. ISBN 978-3-940961-98-3.
- MAFO-53** WENGE, C.: *Optimaler Betrieb von mobilen Speichern im Smart Grid. -Mobilitätsleitwarte*, 2013. ISBN 978-3-944722-01-6.
- MAFO-54** RÖHRIG, C.: *Smart Distribution Planung unter Berücksichtigung von residualen Lasten*, 2014. ISBN 978-3-944722-06-1.
- MAFO-55** MIDDELSTÄDT, F.: *Research of SEM Poles of Complex Wire Structures*, 2014. ISBN 978-3-944722-07-8.
- MAFO-56** STYCZYNSKI, Z. A. (EDITOR): *Power Network and Renewables – A Scientific Report – 15 Years Research*, 2014. ISBN 978-3-944722-08-5.
- MAFO-57** SOLONINA, N. N., V. S. STEPANOV, and K. V. SUSLOV: *Information technology in intelligent power networks*, 2014. ISBN 978-3-944722-13-9.
- MAFO-58** KREBS, R.: *Fundamentals of Power System Protection*, 2014. ISBN 978-3-944722-15-3.
- MAFO-59** MOSKALENKO, N.: *Optimal Dynamic Energy Management System in Smart Homes*, 2014. ISBN 978-3-944722-16-0.
- MAFO-60** HAUER, I.: *Optimale Last- und Erzeugungsanpassung bei kritischen Netzzuständen – Algorithmen und deren Bewertung*, 2014. ISBN 978-3-944722-18-4.

- MAFO-61** RICHTER, M.: *Dresdner Kreis Elektroenergieversorgung 15, Begleitband zum Workshop 2014*, 2014. ISBN 978-3-944722-21-4.
- MAFO-62** STYCZYNSKI, Z. A., A. RICHTER und P. KÜHNE: *Second ELECON Workshop – Begleitband zum Workshop 2014*, 2014. ISBN 978-3-944722-23-8.
- MAFO-63** BERNSTEIN, P.: *Modellgestützte optimale Betriebsführung von PEM-Brennstoffzellen für autonome Anlagen*, 2015. ISBN 978-3-944722-24-5.
- MAFO-64** RABE, S.: *Betrieb einer Zweipunkt-Offshore-HGÜ-Verbindung – Modelluntersuchungen*, 2015. ISBN 978-3-944722-31-3.
- MAFO-65** ARENDARSKI, B.: *Reliability Assessment of Smart Grids*, 2015. ISBN 978-3-944722-32-0.
- MAFO-66** PAN, X.: *Numerisches EMV-Simulationsverfahren zur Berechnung der Störaussendung elektrischer Antriebssysteme in Hybridfahrzeugen*, 2016. ISBN 978-3-944722-34-4.
- MAFO-67** RICHTER, M.: *PMU-basierte Zustandsabschätzung in Smart Distribution*, 2016. ISBN 978-3-944722-43-6.
- MAFO-68** BIELCHEV, I.: *Adaptiver Distanzschutz im Standard IEC 61850*, 2016. ISBN 978-3-944722-45-0.
- MAFO-69** HASSAN, A.: *Modeling of Single and Double-Shielded Cables for EMC Applications*, 2016. ISBN 978-3-944722-41-2.
- MAFO-70** LIU, X.: *Control of Voltage Source Converter Based High Voltage Direct Current Transmission Systems for Grid Code Compliance*, 2016. ISBN 978-3-944722-46-7.
- MAFO-71** KAISER, M.: *Fusion of Interventional Ultrasound & X-ray*, 2016. ISBN 978-3-944722-51-1.
- MAFO-72** GRIEGER, F.: *Ein Beitrag zur Bestimmung der Zuverlässigkeit von Leistungshalbleiterbauelementen unter Berücksichtigung der Anwendung*, 2016. ISBN 978-3-944722-52-8.
- MAFO-73** LI, M.: *Towards a Robust Electromagnetic Tracking System for Use in Medical Applications*, 2018. ISBN 978-3-944722-66-5.
- MAFO-74** KLABUNDE, C., J. DANCKER, N. GAST, T. SCHRÖTER, F. SCHULZ, J. ROSSBERG und A. RICHTER: *Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt: Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES)*, 2018. ISBN 978-3-944722-69-6.
- MAFO-75** SCHRÖTER, T.: *19. Dresdner Kreis Elektroenergieversorgung, Begleitband zum Workshop 2018 in Magdeburg*, 2018. ISBN 978-3-944722-79-5.
- MAFO-76** KLABUNDE, C., J. DANCKER, N. GAST, T. SCHRÖTER, F. SCHULZ und J. ROSSBERG: *Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES) – Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt, 2. Statusseminar 04. April 2019 in Magdeburg*, 2019. ISBN 978-3-944722-80-1.
- MAFO-77** HELM, S., J. DANCKER, M. FRITSCH und T. SCHRÖTER: *Power and Energy Student Summit 2019, 09.–11. Juli*, 2019. ISBN 978-3-944722-84-9.
- MAFO-78** CHYCHYKINA, I.: *Comparison of Different Redispatch Optimization Strategies*, 2019. ISBN 978-3-944722-89-4.
- MAFO-79** BALISCHEWSKI, S.: *Multifunktionaler Einsatz von Batteriespeichern in elektrischen Verteilnetzen*, 2020. ISBN 978-3-944722-92-4.
- MAFO-80** PETZOLD, J.: *Analytische Beschreibung der Kopplung elektromagnetischer Felder durch Aperturen in Resonatoren*, 2020. ISBN 978-3-944722-91-7.

- MAFO-81** MIDDELSTÄDT, L.: *Transiente Effekte in leistungselektronischen Schaltungen mit schnell Schaltenden Leistungshalbleitern unter besonderer Berücksichtigung der elektromagnetischen Verträglichkeit*, 2020. ISBN 978-3-944722-95-5.
- MAFO-82** LIU, Y.: *Contribution to Improve the EMI Performance of Electrical Drive Systems in Vehicles With Special Consideration of Power Semiconductor Modules*, 2021. ISBN 978-3-948749-01-9.
- MAFO-83** GERLACH, A.: *Regelung von direktangetriebenen elektrischen Maschinen für Verbrennungsmotoren*, 2021. ISBN 978-3-948749-03-3.
- MAFO-84** ZHANG, Y.: *Analysis and Control of Resonances in HVDC Connected DFIG-Based Offshore Wind Farms*, 2021. ISBN 978-3-948749-05-7.
- MAFO-85** PANNICKE, E.: *Empfangsspulen für bildgeführte Eingriffe mittels Magnetresonanztomographie*, 2021. ISBN 978-3-948749-12-5.
- MAFO-86** KASPER, J.: *Analysis of the Stochastic Electromagnetic Field Coupling to Single and Multiconductor Transmission Line Structures*, 2021. ISBN 978-3-948749-13-2.
- MAFO-87** HAUER, I.: *Abschlussbericht zum Projekt InKola: Infrastrukturkopplung – Platzierung und Betrieb von Ladestationen aus Verkehrs- und Energienetztsicht*, 2022. ISBN 978-3-948749-15-6.
- MAFO-88** RAYA, M.: *Circuit Models of Shielded Single and Multiconductor Cables for EMC Analyses*, 2022. ISBN 978-3-948749-16-3.
- MAFO-89** PRIBAHNSNIK, F.: *GaN-Specific Mechanical Phenomena and Their Influence on Reliability in Power HEMT Operation*, 2022. ISBN 978-3-948749-17-0.
- MAFO-90** WILLMANN, B.: *Elektromagnetische Umweltverträglichkeit eines Elektrofahrzeugs mit kontaktlosem Ladesystem*, 2022. ISBN 978-3-948749-19-4.
- MAFO-91** DANCKER, J.: *Sensitivity Factors for Integrated Energy Systems: A Joined Quasi-Steady-State Approach*, 2022. ISBN 978-3-948749-24-8.
- MAFO-92** TAYYAB, M.: *Holistic Approach for Microgrid Planning and Operation for E-Mobility Infrastructure Under Consideration of Multi-Type Uncertainties*, 2022. ISBN 978-3-948749-25-5.
- MAFO-93** RICHTER, A.: *Virtuelle Kraftwerke im Verteilnetz – Systemstützender Betrieb im wirtschaftlichen Kontext – Eine gesamtheitliche Betrachtung virtueller Kraftwerke*, 2022. ISBN 978-3-948749-28-6.
- MAFO-94** WOLDU, T.: *Modeling and Simulation of Power System Dynamics for Studying the Impacts of Increasing Wind Power in a Weak Grid System*, 2022. ISBN 978-3-948749-31-6.
- MAFO-95** KÖNNEKE, N.: *Entwurf eines Testbetts für Assistenzsysteme in der Netz- und Systemführung*, 2023. ISBN 978-3-948749-32-3.
- MAFO-96** GLENDE, E. und M. GEBHARDT: *23. Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung, Begleitband zum Workshop 2022 in Magdeburg*, 2023. ISBN 978-3-948749-33-0.
-