

12. Dresdener Kreis 2011



1 1
1 0 2
1 0 0 4

Leibniz
Universität
Hannover

Dresdener Kreis
12
Elektroenergieversorgung

Begleitband zum 12. Treffen

am 28./29. März 2011

in Hannover



Leibniz Universität Hannover
Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung
Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Herausgeber

Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann

Dipl.-Ing. Torsten Rendel

Leibniz Universität Hannover

Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik

Fachgebiet Elektrische Energieversorgung

Appelstraße 9a

30167 Hannover

Tel. +49 511 762 - 2801

Fax. +49 511 762 - 2369

www.iee.uni-hannover.de

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	4
Programm	5
Teilnehmer	6
Fachvorträge	8
Kraftwerkseinsatzplanung in einem integrierten Strommarktsimulator Herr Rendel – Universität Hannover	8
Dynamische Untersuchungen eines netzgekoppelten Photovoltaik- Wechselrichters unter Fehlerbedingungen Herr Neumann – Universität Duisburg	14
Verifikation der Messgenauigkeit von Spannungsqualitätsmessgeräten nach IEC 61000-4-30 Ed.2 Herr Stiegler – Universität Dresden	20
Optimales Windparkmanagement durch Azimutwinkelanpassung einzelner Anlagen Frau Moskalenko – Universität Magdeburg	24
Statische und transiente Stabilität in Arealnetzen Herr Weidner – Universität Hannover	29
Analysis of power system low-frequency oscillations using the continuous wavelet transform Herr Rueda – Universität Duisburg	37
Systematisierte Untersuchung des frequenzabhängigen Übertragungsverhaltens von Spannungswandlern Herr Klatt – Universität Dresden	43
Datenhaltung und Kommunikation im elektrischen Verteilnetz unter Anwendung der Standards IEC 61850 und IEC 61970/61968 Herr Naumann – Universität Magdeburg	49
Bilder	54

Vorwort

Am 28. und 29. März 2011 lud das Fachgebiet Elektrische Energieversorgung am Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover turnusgemäß zum 12. Treffen des Dresdener Kreises in Hannover ein.

Traditionsgemäß haben wir das Treffen am 28. März mit acht aktuellen Vorträgen aus den Forschungsgebieten der teilnehmenden Institute begonnen. Dieses Heft enthält zu jedem dieser Vorträge einen Fachaufsatz. Neben den wissenschaftlichen Vorträgen hat Herr Dipl.-Ing. Peter Ratsch, Mitarbeiter des Energieversorgungsunternehmens E.ON-Avacon AG, einen Gastvortrag über das e-home Projekt gehalten, in dem Herr Dipl.-Ing. Peter Ratsch von einem aktuellen Feldversuch berichtete, in dem E.ON-Avacon das Stromnetz der Zukunft durch Ausstattung der Wohngebäude mit Smartmetern, Photovoltaikanlagen, Elektrofahrzeugen, Klimaanlage und Ortsnetze mit stufbaren Ortsnetzstationen abbilden möchte.

Die Vorträge wurden durch jeweils anschließende Diskussionen begleitet, in denen die Doktoranden ihre Forschungsarbeiten verteidigen mussten. Für den Abend wurde der Schauplatz des Geschehens in die HBX-Stadtbrauerei am Aegi verlegt. Nach einer kurzen Führung durch die Brauerei, der Vorstellung der Grundlagen des Bierbrauens und dem Ausschank von Kostproben wurde bei einem ausgedehnten Abendbrot weiter über aktuelle Themen und anderes diskutiert.

Am Morgen des zweiten Tages haben uns die Touristenführer der „Stattreisen“ Hannover nach einem historischen Exkurs über den Hauptbahnhof von Hannover in dessen Katakomben geführt. Im Anschluss an die Führung ging es unterirdisch weiter. Die enercity Netzgesellschaft mbH Hannover betreiben in der Innenstadt unterirdische Schaltanlagen, die sie für uns zur Besichtigung geöffnet und die technischen Besonderheiten und Herausforderungen einer großstädtischen Innenstadtversorgung mit elektrischer Energie beschrieben haben.

Der Abschluss des diesjährigen Treffens des Dresdener Kreises fand im Bavarium bei einem ausgedehnten Mittagessen statt.

Ich möchte an dieser Stelle allen Vortragenden für Ihre interessanten Ausführungen und im Namen aller Teilnehmer den Unternehmen E.ON-Avacon und enercity Netzgesellschaft mbH für Ihre Unterstützung danken, die uns eine Gestaltung des Treffens in dieser Art erst ermöglicht haben.

Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann

Programm

Montag, 28.03.2011

Begrüßung 13:00
Prof. Hofmann

Session 1: Leitung Prof. Erlich

Kraftwerkseinsatzplanung in einem integrierten Strommarktsimulator 13:05
Herr Rendel – Universität Hannover

Dynamische Untersuchungen eines netzgekoppelten Photovoltaik- 13:35
Wechselrichters unter Fehlerbedingungen
Herr Neumann – Universität Duisburg

Verifikation der Messgenauigkeit von Spannungsqualitätsmessgeräten nach IEC 14:05
61000-4-30 Ed.2
Herr Stiegler – Universität Dresden

Optimales Windparkmanagement durch Azimutwinkelanpassung einzelner 14:35
Anlagen
Frau Moskalenko – Universität Magdeburg

Heute schon morgen: Das e-home Projekt 15:05
Herr Ratsch – e.on Avacon

Pause 15:35

Session 2: Leitung Prof. Schegner

Statische und transiente Stabilität in Arealnetzen 16:00
Herr Weidner – Universität Hannover

Analysis of power system low-frequency oscillations using the continuous 16:30
wavelet transform
Herr Rueda – Universität Duisburg

Systematisierte Untersuchung des frequenzabhängigen Übertragungsverhaltens 17:00
von Spannungswandlern
Herr Klatt – Universität Dresden

Datenhaltung und Kommunikation im elektrischen Verteilnetz unter Anwendung 17:30
der Standards IEC 61850 und IEC 61970/61968
Herr Naumann – Universität Magdeburg

Ende der Vortragsveranstaltung 18:00

Gemeinsames Abendessen im HBX 19:00

Dienstag, 29.03.2011

Führung durch die Katakomben des Hannover Hauptbahnhofs 8:45

Besichtigung eines unterirdischen Umspannwerks 11:00

Gemeinsames Mittagessen 12:30

Abreise 14:00

Teilnehmer

Technische
Universität
Dresden

Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner
Prof. Dr.-Ing. habil. Gert Winkler
Prof. Rasko Zievanovic
Dr. Ngoc Dieu Vo
Dr.-Ing. Christian Henze
Dipl.-Ing. Jörg Dickert
Dipl.-Ing. Max Domagk
Dipl.-Ing. Tobias Heß
Dipl.-Ing. Matthias Klatt
Dipl.-Ing. Jörg Meyer
Dipl.-Ing. Robert Stiegler
Dipl.-Ing. Roberto Schulze

Universität
Duisburg
Essen

Prof. Dr.-Ing. habil. István Erlich
Dr. José Luis Rueda
Robert Hoffmann, M.Sc.
Dipl.-Ing. Thomas Holtschneider
Mohammed Mushtaha, M.Sc.
Worawat Nakawiro, M.Eng.
Dipl.-Ing. Tobias Neumann
Maïke Stark, M.Sc.
Dipl.-Ing. Muhamad Zahim Sujod

Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann

Leibniz

Dr.-Ing. Chanchai Amornvipas

Universität

Dr.-Ing. Martin Wolter

Hannover

Dipl.-Ing. Stefan Brenner

Dipl.-Ing. Christoph Buchhagen

Dipl.-Ing. Thomas Leveringhaus

Dipl.-Ing. Michael Mohrmann

Dipl.-Ing. Christian Rathke

Dipl.-Ing. Constantin Reese

Dipl.-Ing. Torsten Rendel

Dipl.-Ing. Johannes Weidner

Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew A.
Stycynski

Otto von Guericke

Universität

Dr.-Ing. Günter Heideck

Magdeburg

Dr.-Ing. Pio Lombardi

Dipl.-Ing. Paul A. Bernstein

Dipl.-Ing. Ines Hauer

Natalia Moskalenko, M.Sc.

Dipl.-Ing. Hans-Dieter Musikowski

André Naumann, M.Sc.

Cuong Nguyen Mau, M.Sc.

Dipl.-Ing. Steffen Rabe

Dipl.-Ing. Christian Röhrig

Kraftwerkseinsatzplanung in einem integrierten Strommarktsimulator

Torsten Rendel, Christian Rathke

Kurzfassung—In Folge der Liberalisierung des europäischen Strommarktes kommt es zwischen den einzelnen Staaten verstärkt zu Leistungsflüssen, die Auswirkungen auf den jeweiligen nationalen Strompreis haben. Die wenig ausgebauten Kuppelleitungen zwischen den Ländern werden dadurch bis an ihre physikalischen Grenzen beansprucht. Darüber hinaus wird durch den massiven Zubau von Anlagen, die z.B. in Deutschland durch das deutsche Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien gefördert werden, die Erzeugungsstruktur erheblich verändert.

Um mögliche Auswirkungen dieser Veränderungen im europäischen Verbundnetz zu untersuchen, entwickelt das Fachgebiet Elektrische Energieversorgung des Instituts für Energieversorgung und Hochspannungstechnik der Leibniz Universität Hannover (IEH) einen Simulator zur Analyse möglicher Zukunftsszenarien der elektrischen Energieversorgung. Dieser zeichnet sich dadurch aus, dass die Berechnungen auf öffentlich verfügbaren Daten basieren. Die eingebundenen Modelle tragen sowohl technischen als auch wirtschaftlichen Rahmenbedingungen des europäischen Marktes für elektrische Energie Rechnung und ermöglichen eine gemeinsame Simulation von Strommarkt und elektrischen Vorgängen im Verbundnetz.

Stichworte—europäisches Verbundnetz, Kraftwerkseinsatz, Marktsimulation, Regionenmodell, Strommarkt

I. EINLEITUNG

DURCH die Liberalisierung des europäischen Strommarktes kommt es verstärkt zur Übertragung von Leistung über die Landesgrenzen hinaus. Die dafür genutzten Leitungskapazitäten wurden ursprünglich dafür konzipiert, den Netzen in Nachbarländern bei Engpässen Leistung zur Versorgung der Verbraucher zur Verfügung stellen zu können und sich bei Kraftwerksausfällen gegenseitige Hilfestellung zu leisten. Daher sind diese Leitungen nicht so stark ausgebaut, dass sich ein unbegrenzter Handel von elektrischer Energie über sie abwickeln lässt. Durch den weiteren starken Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere auf Basis von Erneuerbaren Energien, kommt es zu weiteren erheblich fluktuierenden Einspeisungen und Rückspeisungen aus unterlagerten Netzen, die ihrerseits den Strommarkt erheblich beeinflussen und damit starken Einfluss auf die

Leistungsflüsse haben.

Um die Dimensionen der zukünftigen Veränderungen in der europäischen Energieversorgung absehen zu können, entwickelt das Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik in Hannover einen Simulator, der basierend auf einem Grenzkostenmodell für Kraftwerke eine Einsatzplanung für diese bestimmt und über einen evolutionären Algorithmus den Stromaustausch zwischen den europäischen Staaten berechnet. Der Stromaustausch wird dahingehend optimiert, dass der Strompreis unter Berücksichtigung der begrenzten Kuppelleitungskapazitäten in den einzelnen Ländern minimal wird.

In diesem Beitrag soll auf die Durchführung der Kraftwerkseinsatzplanung eingegangen werden, die die Basis für alle weiteren Berechnungen in dem Modell bildet. Dieser Artikel präsentiert drei verschiedene Erzeugungsszenarien sowie die Ergebnisse einer DC-Leistungsflussberechnung und stellt dazu zunächst die Datenlage und das Modell vor.

II. BASIS FÜR DIE KRAFTWERKSEINSATZPLANUNG

A. Das Regionenmodell

Der Strommarktsimulator arbeitet auf der Basis eines Regionenmodells, das das Netzgebiet der ENTSO-E in zwei Stufen in 420 Regionen einteilt. Die Aufteilung erfolgt zunächst anhand von staatlichen Strukturen und im zweiten Schritt innerhalb der Staaten in Postleitzahlkreise, Landkreise, Bundesländer oder ähnliche Verwaltungseinheiten (Bild 1).



Bild 1 Regionale Einteilung des ENTSO-E Netzgebietes in 420 Regionen im Strommarktsimulator

Torsten Rendel, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung, Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover, 30167 Hannover, (E-Mail: rendel@iee.uni-hannover.de), Beitrag im Rahmen des Dresdener Kreises 2011.

Jeder der Regionen werden Kraftwerksdaten, Lastdaten, Bevölkerungsdaten, Netzdaten und geographische Daten zugeordnet. Im Folgenden wird auf diese regionenbezogenen Daten detailliert eingegangen.

B. Kraftwerksdatenbank

Die Kraftwerksdaten sind wie alle Daten aus dem Modell aus öffentlich zugänglichen Quellen erstellt worden. Die Kraftwerksdatenbank beinhaltet etwa 1.850 der europäischen Kraftwerke mit einer Leistung von mehr als 50 MW.

In der Datenbank verfügt jedes Kraftwerk über eine eindeutige ID-Nummer, unter der die verschiedenen weiteren Informationen über das Kraftwerk abgelegt sind. Zu den abgespeicherten Informationen zählen der Kraftwerksname, die installierte Leistung, das Baujahr, der Wirkungsgrad, der Kraftwerkstyp und der Brennstoff des Kraftwerks. Darüber hinaus ist der Standort jedes Kraftwerks bekannt. Dieser Umstand ermöglicht eine knotengenaue Zuordnung der erzeugten Leistungen.

Kraftwerkswirkungsgrade können in der Regel nicht aus öffentlichen Quellen bezogen werden, da die Kraftwerksbetreiber diese nicht veröffentlichen. Der Strommarktsimulator berechnet die Wirkungsgrade aus empirischen Funktionen, die mit Bild 2 aus [1] ermittelt werden.

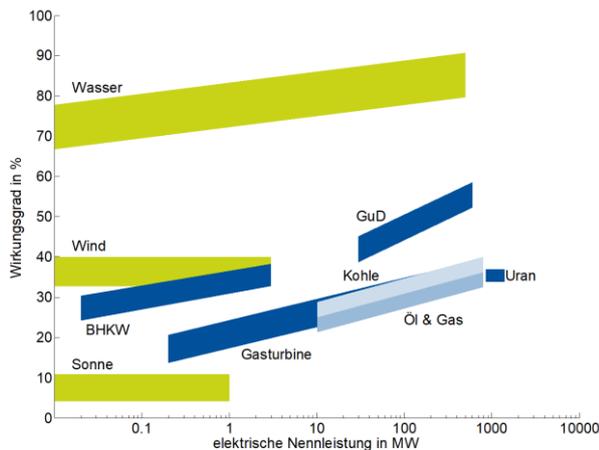


Bild 2: Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerkstypen [1]

C. Lastdaten

Zur Nachbildung der Last kommen Lastzeitreihen zum Einsatz, die von der ENTSO-E [2] bezogen werden. Diese Lastzeitreihen liegen jedoch nur für ganze Staaten vor und sind nicht nach Regionen aufgeschlüsselt. Zur Nutzung der Lastzeitreihen werden diese entsprechend der Einwohnerzahlen der Regionen gewichtet und den jeweiligen Regionen zugewiesen. In Bild 3 ist exemplarisch der Lastverlauf der Region DE31 für einen Sommer- und einen Wintertag dargestellt.

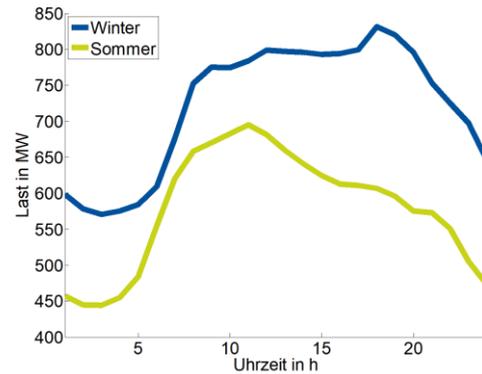


Bild 3: Lastverlauf für die Region DE31 für einen Sommer- und einen Wintermonat nach der Verarbeitung der Daten von [2], [3]

D. Netzdaten

Die Netzdatenbank umfasst zum derzeitigen Stand 2.839 Knoten und 3.881 Leitungstrassen. Sie bildet damit das europäische 220-kV- und das 380-kV-Netz nahezu vollständig ab. Für die Knoten sind die Standorte bekannt. Die Verbindungen zwischen den Knoten werden anhand der ENTSO-E Netzkarte [2] nachgebildet. Die Netzdaten erhalten dadurch Informationen über Leitungslängen und Anzahl der Stromkreise pro Leitungstrasse. Die Impedanzen der Leitungen werden mit Hilfe von [4] ermittelt. Daraus ergibt sich die in Bild 4 dargestellte Netzkarte.

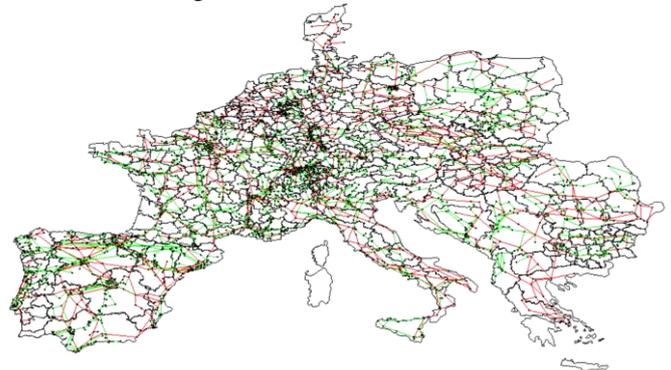


Bild 4: Netz des Strommarktanalysators

III. KRAFTWERKSEINSATZPLANUNG ANHAND DER KRAFTWERKSGRENZKOSTEN

A. Berechnung der Kraftwerksgrenzkosten

Für die Einsatzplanung der Kraftwerke werden diese nach ihren Grenzkosten sortiert. Trägt man die Grenzkosten über der kumulierten Leistung der Kraftwerke in ein Diagramm ein, erhält man die Grenzkostenkurve (Merit-Order). In Bild 5 ist die deutsche Merit-Order unter der Annahme voller Leistungsabgabe aller EEG-Anlagen dargestellt. Diese umfassen in der aktuellen Version des Marktsimulators Windenergieanlagen, Laufwasserkraftwerke und Biomassekraftwerke.

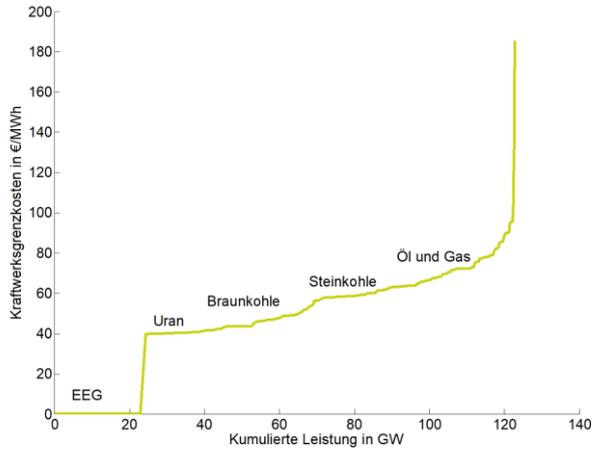


Bild 5: Deutsche Merit-Order bei voller Leistungsabgabe der EEG-Anlagen

Mit Gl. (1) lassen sich die variablen Kraftwerksgrenzkosten K_{Gr} berechnen.

$$K_{Gr} = \frac{K_{Br}}{\eta_{el}} + K_{An} + \frac{K_{CO_2}}{\eta_{el}} EF \quad (1)$$

Die Kraftwerksgrenzkosten setzen sich aus den Kosten für den jeweiligen Brennstoff K_{Br} , den Anfahrkosten K_{An} und den Kosten für CO_2 -Zertifikate K_{CO_2} zusammen. Der Faktor η_{el} steht hierbei für den elektrischen Wirkungsgrad der Kraftwerke und EF für den CO_2 -Emissionsfaktor.

Die Ermittlung der einzelnen Kostenfaktoren soll im Folgenden an einem hypothetischen Kohlekraftwerk nachvollzogen werden. In TABELLE I ist die Entwicklung des Grenzübergangspreises für Kraftwerkskohle dargestellt. Neben saisonalen Veränderungen ist der Preis darüber hinaus noch von der Herkunft der Kraftwerkskohle abhängig [5].

TABELLE I
PREISENTWICKLUNG KRAFTWERKSKOEHLE 2007 – 2010 [5]

Grenzübergangspreis	2007	2008	2009	2010
in €/t SKE	68	112	79	83*
in €/MWh _{th}	8	14	10	10*

*) 1-3 Quartal 2010

Die Kostenentwicklung bei CO_2 -Zertifikaten ist in TABELLE II dargestellt. Unter der Annahme eines theoretischen Emissionsfaktors von $EF = 0,75$ für Steinkohle ergeben sich die Kosten für CO_2 -Zertifikate bezogen auf die thermische Energie des Kraftwerks [6].

TABELLE II
PREISENTWICKLUNG CO_2 -ZERTIFIKATE 2007 – 2010 [5], [6]

Zertifikatspreis	2007	2008	2009	2010
in €/t CO_2	1	23	13	14*
in €/MWh _{th}	0,75	17	10	11*

Zur Ermittlung des Wirkungsgrades kann Bild 2 herangezogen werden. Die Berechnung der Anfahrkosten erfolgt in einer gesonderten Funktion, die hier nicht näher

ausgeführt werden kann.

B. Strompreisbildung

Nach der Berechnung der Grenzkosten aller Kraftwerke in der Preiszone kann die Merit-Order nach Bild 6 erzeugt werden. Der Strompreis S ergibt sich aus Gl. (2). Er hängt von der Last P_L und den Grenzkosten $K_{Gr,i}$ des i -ten zur Lastdeckung benötigten Kraftwerks mit Leistung $P_{K,i}$ ab.

$$S(P_L) = \begin{cases} K_{Gr,1} & \text{für } \sum_{k=1}^{i-1} P_{K,k} < P_L \leq P_{K,1} \\ \vdots & \vdots \\ K_{Gr,i} & \text{für } \sum_{k=1}^{i-1} P_{K,k} < P_L \leq \sum_{k=1}^i P_{K,k} \\ \vdots & \vdots \\ K_{Gr,n} & \text{für } \sum_{k=1}^{n-1} P_{K,k} < P_L \leq \sum_{k=1}^n P_{K,k} \end{cases} \quad (2)$$

Daneben muss die Last P_L in den von Gl. (3) vorgegebenen Grenzen liegen, da sonst die Kraftwerksleistung in einer Preiszone nicht mehr durch die dort installierten Kraftwerke gedeckt werden kann. Importe und Exporte von Leistung werden bei der Strompreisbildung erst nach der Berechnung des Stromaustausches berücksichtigt. Betrachtet man zusätzlich Speicher, Anfahrkosten und Ausfallwahrscheinlichkeiten, wird die Merit-Order zeitlich abhängig und muss für jeden Zeitpunkt der Berechnung neu aufgestellt werden.

$$P_L \in \left\{ x \mid 0 < x \leq \sum_{k=1}^n P_{K,k}, x \in \mathbb{N} \right\} \quad (3)$$

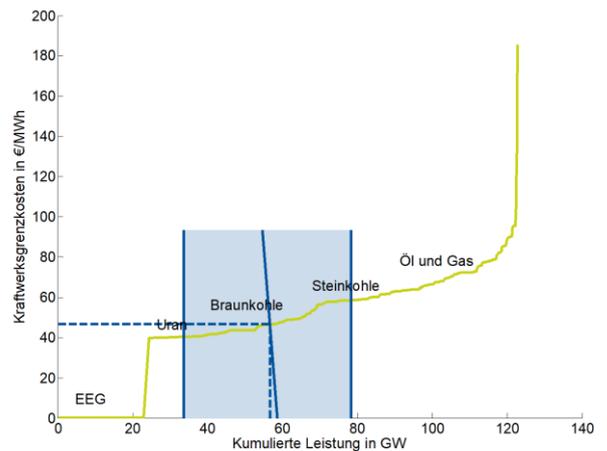


Bild 6: Bildung des Strompreises anhand der Merit-Order. Der helle Bereich spiegelt die Breite der möglichen Strompreise über ein Jahr wieder

C. Beispielszenarien

In den folgenden Abschnitten sind die Ergebnisse von ausgewählten Berechnungsszenarien für den Marktsimulator dargestellt.

Strompreis bei Windstille

Für das Berechnungsszenario Windstille wird angenommen, dass die Windenergieanlagen mit insgesamt 0 MW Erzeugungsleistung zur Deckung der Last beitragen. Die Merit-Order aus Bild 5 verschiebt sich dadurch um die Windleistung nach links. Die resultierende Merit-Order bei Windstille ist in Bild 7 dargestellt. Der helle Bereich markiert die Strompreise, die durch Änderungen der Last im Jahresverlauf vorkommen können.

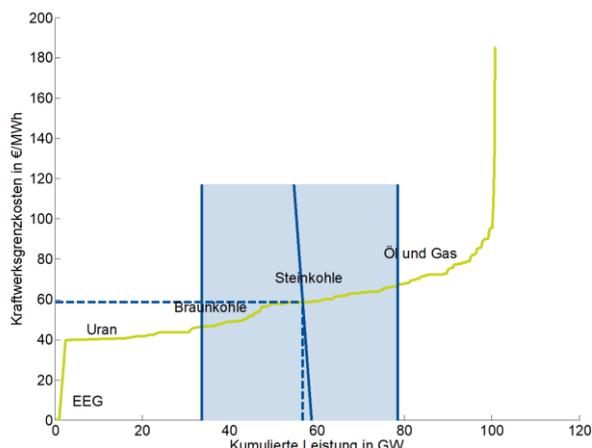


Bild 7: Merit-Order bei Windstille

Es ist erkennbar, dass sich der Strompreis durch den Ausfall der Winderzeugung erhöht. In TABELLE III sind die Werte für den Strompreis mit Windstromeinspeisung und ohne Windstromeinspeisung gegeben. Der Mittelwert des Strompreises erhöht sich um etwa 12 €/MWh, was einer Steigerung von ca. 25 % entspricht. Die Schwankungsbreite des Strompreises erhöht sich bei Ausfall der Winderzeugung um 2 €/MWh.

TABELLE III
VERGLEICH DER STROMPREISE MIT UND OHNE EINFLUSS DER WINDENERGIEERZEUGUNG UND MIT EINSATZ DER KERNKRAFTWERKE

	Minimum	Mittelwert	Maximum
Strompreis mit Wind in €/MWh _{el}	40,45	46,66	58,55
Strompreis ohne Wind in €/MWh _{el}	46,15	58,51	66,43

Strompreis bei Abschaltung aller deutschen Kernkraftwerke

Um die Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke im Marktsimulator abzubilden wird ihre verfügbare Leistung auf 0 MW gesetzt. Daraus resultiert eine Verschiebung der Merit-Order, die in Bild 8 dargestellt ist. Dieses mögliche Zukunftsszenario bringt in der aktuellen Version des Marktsimulators eine Preiserhöhung um ebenfalls etwa 12 €/MWh mit sich. Die Schwankungsbreite des Strompreises erhöht sich durch den Ausfall der Kernkraftwerke um etwa 3 €/MWh und liegt damit leicht oberhalb der Schwankungsbreite aus dem Vorangegangenen Szenario.

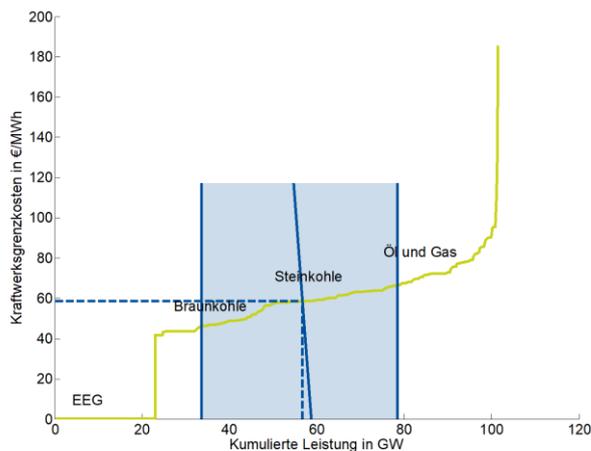


Bild 8: Merit-Order ohne den Einsatz von Kernkraftwerken

TABELLE IV
VERGLEICH DER STROMPREISE MIT UND OHNE EINFLUSS DER ERZEUGUNG AUS KERNENERGIE MIT EINSATZ ALLER WINDENERGIEANLAGEN

	Minimum	Mittelwert	Maximum
Strompreis mit Kernkraftwerken in €/MWh _{el}	40,45	46,66	58,55
Strompreis ohne Kernkraftwerke in €/MWh _{el}	46,34	58,57	67,21

Strompreis bei Abschaltung aller deutschen Kernkraftwerke und Windstille

Im dritten Berechnungsszenario wird angenommen, dass Windstille herrscht. Darüber hinaus sind alle deutschen Kernkraftwerke abgeschaltet und werden daher in der Merit-Order mit einer kumulierten Erzeugungsleistung von 0 MW eingebracht.

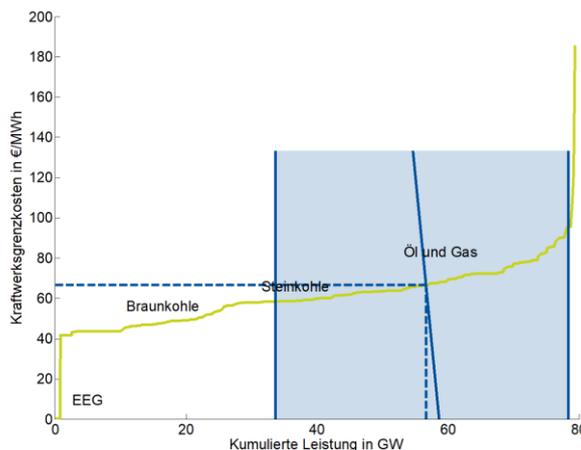


Bild 9: Merit-Order mit den Auswirkungen von Windstille und der Abschaltung von Kernkraftwerken

In Bild 9 ist die Merit-Order für dieses Szenario dargestellt. Es ist erkennbar, dass die maximale Last knapp durch die verfügbaren Kraftwerke gedeckt ist. Darüber hinaus wird der Strompreis im Vergleich zu den vorangegangenen Szenarien stark erhöht. Die in TABELLE V dargestellten Ergebnisse

zeigen im Mittel eine Erhöhung des Strompreises um 20 €/MWh. Die Schwankungsbreite der Strompreise erhöht sich um etwa 30 €/MWh gegenüber der Schwankungsbreite ohne den Wegfall von Windenergieanlagen und Kernkraftwerken.

TABELLE V
VERGLEICH DER STROMPREISE MIT UND OHNE EINFLUSS DER
WINDENERGIEERZEUGUNG UND DER KERNENERGIE

	Minimum	Mittelwert	Maximum
Strompreis mit Wind und Kernkraftwerke in €/MWh _{el}	40,45	46,66	58,55
Strompreis ohne Wind und Kernkraftwerke in €/MWh _{el}	48,44	66,63	95,46

Tages- und Jahresverlauf des Strompreises

In Bild 10 ist der Tagesverlauf des Strompreises nachgebildet. Dieser ist, wie zu erwarten war, zu Zeiten, in denen wenig Last gedeckt werden muss geringer, als zu den Lastspitzen. Der Strompreis zeichnet qualitativ den Lastverlauf aus Bild 3 unter Berücksichtigung der nichtlinearen Merit-Order nach.

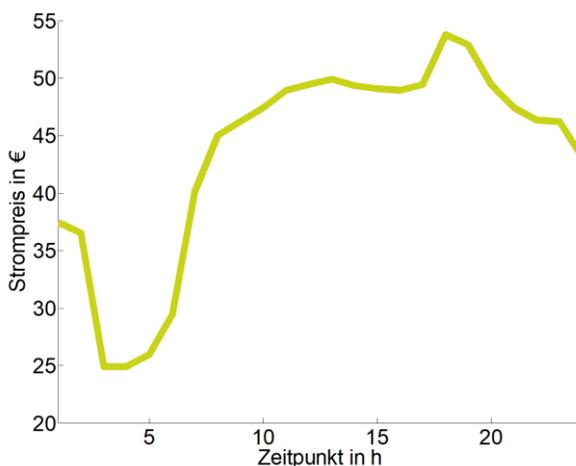


Bild 10: Tagesverlauf des deutschen Strompreises aus dem Marktsimulator

Aus der Aneinanderreihung der Tagesmittelwerte ergibt sich der in Bild 11 dargestellte Jahresverlauf für den Strompreis. Die jahreszeitliche Abhängigkeit ist deutlich sichtbar. Im Sommer ist die Last geringer als in den Wintermonaten, da weniger Leistung für die Bereitstellung von Wärme und Licht benötigt werden. Daher sinkt der Strompreis im Sommer gegenüber dem Winter ab.

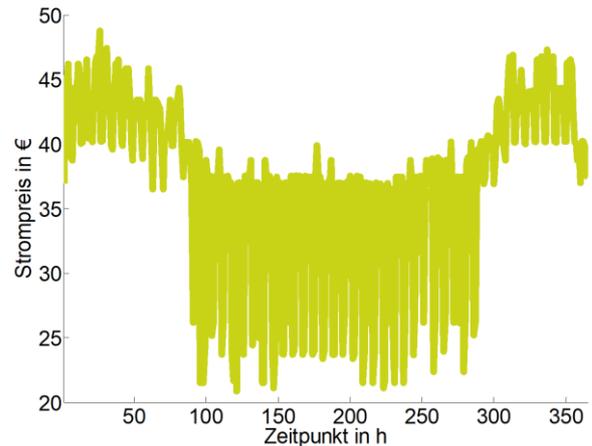


Bild 11: Jahresverlauf des Tagesmittelwertes des deutschen Strompreises aus dem Marktanalysator

DC-Leistungsflussberechnung

Zur Berechnung der Leistungsflüsse im Netz wird derzeit eine DC-Leistungsflussberechnung verwendet. Das Verfahren wird im Folgenden kurz erläutert.

Die DC-Leistungsflussberechnung beruht auf der Leistungsgleichung (Gl. (4)). Die Leistungsgleichung berechnet die Knotenleistungen \underline{s}_K mit Hilfe der Knotenspannungen \underline{u}_K und der Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} [7].

$$3\underline{u}_K \underline{Y}_{KK}^* \underline{u}_K^* = \underline{s}_K(\underline{u}_K) \quad (4)$$

Aus Gl. (4) kann mit einer einfachen Umformung ein Fixpunktproblem konstruiert werden (Gl. (5)), welches sich mit dem Newton-Verfahren iterativ lösen lässt [8].

$$3\underline{u}_K \underline{Y}_{KK}^* \underline{u}_K^* - \underline{s}_K(\underline{u}_K) = f(\underline{u}_K) = 0 \quad (5)$$

Bei dem vorliegenden großen Netz ist die Lösung von Gl. (5) aufwändig. Daher werden einige Vereinfachungen des Problems vorgenommen, um eine nicht iterative Lösungsmethode verwenden zu können. Es ist jedoch zu beachten, dass hierbei ein großer Fehler in den Ergebnissen entstehen kann.

Die Vereinfachungen beruhen auf der Vernachlässigung der Querelemente der Leitungen, der Vernachlässigung Verluste und der Annahme von rein induktiven Übertragungsleitungen. Darüber hinaus wird für alle Knotenspannungen ein einheitlicher Wert U_{nN} gesetzt. Mit den Vereinfachungen ergibt sich Gl. (6) zur Berechnung der Winkel der Knotenspannungen.

$$\mathbf{B}' \boldsymbol{\delta} = \frac{1}{U_{nN}^2} \mathbf{p} \quad (6)$$

Die Koeffizientenmatrix \mathbf{B}' wird wie in Gl. (7) gezeigt aus der Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} mit Gl. (8) berechnet.

$$B' = \begin{pmatrix} y'_{11} & y_{12} & \dots & y_{1i} & \dots & y_{1n} \\ y_{21} & y'_{22} & \dots & y_{2i} & \dots & y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{i1} & y_{i2} & \dots & y'_{ii} & \dots & y_{in} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{n1} & y_{n2} & \dots & y_{ni} & \dots & y'_{nn} \end{pmatrix} \quad (7)$$

$$y'_{ii} = - \sum_{j=1, \neq i}^n y_{ij} \quad (8)$$

Die Ergebnisse für eine Berechnung des ENTSO-E Netzes aus dem Strommarktsimulator sind in Bild 12 dargestellt. Die Pfeile auf den Leitungen geben die berechnete Richtung des Wirkleistungsflusses an.

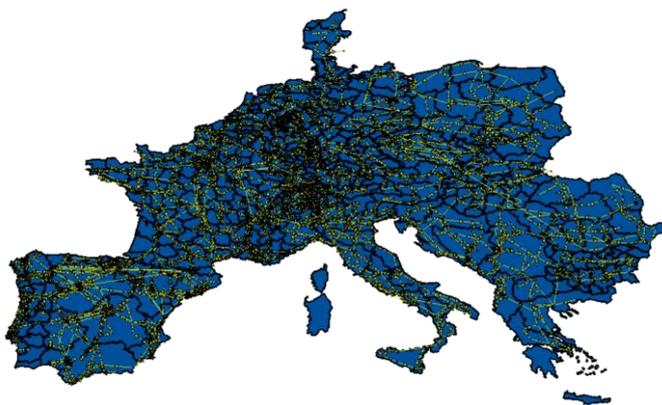


Bild 12: Netzkarte mit Ergebnissen einer DC-Leistungsflussberechnung

IV. ZUSAMMENFASSUNG

Der Strommarktsimulator des IEH stellt eine breite Datenbasis für Berechnungen im ENTSO-E Netz bereit. Im Zuge der Berechnungen werden zur Kraftwerkseinsatzplanung die Grenzkosten der Erzeuger im Netz bestimmt. Anhand der dadurch entstehenden Merit-Order werden die Kraftwerke eingesetzt und es ergibt sich eine Kraftwerkseinsatzplanung. Diese wird mit evolutionären Algorithmen dahingehend optimiert, dass in den jeweiligen Preiszonen minimale Strompreise gefunden werden.

Anhand dieser optimierten Kraftwerkseinsatzplanung können Leistungsflussberechnungen im Netz durchgeführt werden, die Aussage zu Netzengpässen und damit notwendigen Netzausbaumaßnahmen ermöglichen.

V. AUSBLICK

Da sich der Simulator noch in der Entwicklung befindet, soll hier vornehmlich auf geplante Erweiterungen und Verbesserungen eingegangen werden.

Als nächster Schritt ist das Einbinden eines Zuverlässigkeitsmodells in den Marktsimulator vorgesehen. Diese soll die verfügbare Kraftwerkleistung basierend auf einer Revisionsplanung und einem stochastischen Ausfallmodell modellieren. Darüber hinaus sollen die Kraftwerke nicht mehr Regionen zugeordnet werden, sondern

ihren Einspeiseknoten. Auf Basis der präziseren Kraftwerkspositionen wird die Implementierung einer AC-Leistungsflussberechnung geplant, mittels derer es möglich sein wird, Netzengpässe präziser zu identifizieren.

Neben der Verbesserung der Kraftwerksdatenbank sollen auch die Lastdaten präziser werden. Dazu werden neben den Einwohnerzahlen der Regionen auch andere Indikatoren wie die Industriedichte als Gewichte zur Lastverteilung untersucht.

Als letzte Punkte sollen Modelle für HGÜ-Systeme, Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen entwickelt und in den Marktsimulator eingebunden werden.

Das Ziel der Entwicklung soll es sein, eine Untersuchung der zukünftigen Energieversorgungskonzepte wie Desertec, Elektromobilität, Offshore Windenergie oder dem North Sea Grid auf Basis genauer Daten durchführen zu können.

LITERATUR

- [1] Unbekannter Autor, "Unbekannter Titel," *Siemens Power Journal*, no. 4, 1997.
- [2] ENTSO-E. (2011, März) ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity. [Online]. <https://www.entsoe.eu/>
- [3] Thomas Brinkhoff. (2011, März) City Population. [Online]. <http://www.citypopulation.de>
- [4] Oeding, D. und Oswald, B.R. , *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2004.
- [5] Verein der Kohleimporteure e.V. (2011, März) Verein der Kohleimporteure e.V. [Online]. <http://www.verein-kohlenimporteure.de/>
- [6] EnBW Energie Baden-Württemberg AG. (2011, März) EnBW Energie Baden-Württemberg AG. [Online]. <http://www.enbw.com/content/de/index.jsp>
- [7] Oswald, B.R. , *Netzberechnung: Berechnung stationärer und quasistationärer Betriebszustände in Elektroenergieversorgungsnetzen*. Berlin: vde-verlag gmbh, 1992.
- [8] Herrmann, N. , *Höhere Mathematik für Ingenieure, Physiker und Mathematiker*. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, 2004.



Torsten Rendel (1983) geboren am 13.10.1983 in Braunschweig studierte von 2004-2009 Elektrotechnik an der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover. Seitdem ist er wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Elektrische Energieversorgung des Instituts für Energieversorgung und Hochspannungstechnik der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover. Sein Forschungsschwerpunkt ist der europäische Strommarkt und das europäische Energieversorgungsnetz.



Dipl.-Ing. Christian Rathke studierte von 2001-2007 Elektrotechnik mit dem Schwerpunkt Elektrische Energieversorgung an der Leibniz Universität Hannover. Zurzeit ist er wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik – Fachgebiet Elektrische Energieversorgung der Leibniz Universität Hannover. Sein Forschungsgebiet sind die Untersuchung unterschiedlicher Übertragungsleitungen, sowie die Simulation des europäischen Stromhandels.

Dynamische Untersuchungen eines netzgekoppelten Photovoltaik-Wechselrichters unter Fehlerbedingungen

Tobias Neumann

Abstract—Der vorliegende Beitrag beschäftigt sich mit dem dynamischen Verhalten von netzgekoppelten Photovoltaik-Wechselrichtern. Hierbei wird besonderer Fokus auf das Verhalten des Wechselrichters bei verschiedenen Kurzschlussarten im überlagerten Energieversorgungsnetz gelegt. Durch die bestehenden Netzanschlussregeln sind Erzeugungseinheiten aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien genauso wie konventionelle Einheiten dazu verpflichtet, während Kurzschlüssen zum einen sich nicht vom Netz zu trennen und zum anderen mit einer Spannungsregelung netzstützend zu wirken. Dieses geforderte Verhalten wird in dem Beitrag mit Hilfe von Simulationsergebnissen veranschaulicht und erklärt.

Index—Photovoltaik, Wechselrichter, Regelung, Fault Ride Through, Spannungsregelung

I. EINLEITUNG

IM Bereich der elektrischen Energieversorgung wird in Deutschland zunehmend auf Erneuerbare Energien gesetzt. Die zentralen Technologien sind hierbei die Windenergie, die Stromerzeugung aus Biomasse, die Wasserkraft und die Photovoltaik (PV). Der Bereich der Photovoltaik machte im Jahr 2010 einen Anteil von ungefähr 2 % der gesamten erzeugten elektrischen Energie in Deutschland aus. Die installierte Leistung aller PV-Erzeugungseinheiten betrug am Ende des Jahres 2010 etwa 17 GWp. Gefördert wird die PV wie auch die anderen Erneuerbaren Energien durch gesetzlich festgelegte Einspeisevergütungen. Durch die hohe Förderung der PV kam es in den letzten Jahren zu einem regelrechten Boom, was zur Folge hatte, dass die Förderungen durch festgesetzte Einspeisevergütungen staatlicherseits reduziert wurden.

Da die Einspeisung aus PV-Erzeugungseinheiten stark von der solaren Einstrahlung abhängt, ist ein kontinuierlicher Grundlastbetrieb dieser Art der Erzeugungseinheit nicht möglich. Der Anteil aus PV an der gesamten Energieerzeugung ist demnach in den Sommermonaten besonders relevant. Kleine PV-Anlagen werden in der Niederspannung angeschlossen. Größere Einheiten hingegen werden in der Mittelspannung und zum Teil in

Hochspannungsebene mit dem elektrischen Netz verbunden.

Große Kapazitäten an installierter PV-Leistung und die entsprechende Beeinflussung des Leistungsflusses im Mittel- und Hochspannungsnetz führen dazu, dass Anforderungen an Erzeugungseinheiten bezüglich deren elektrischen Verhaltens formuliert wurden. Neben den Anforderungen für den stationären Betrieb einer Erzeugungseinheit, auf die in dieser Veröffentlichung nicht weiter eingegangen wird, bestehen Anforderungen bezüglich des dynamischen Verhaltens während Netzfehlern. Es ist gefordert, dass eine Erzeugungseinheit für eine definierte Zeit während eines Spannungseinbruchs mit dem elektrischen Netz verbunden bleiben muss und sich nicht trennen darf. Hintergrund ist hierbei, dass der Verlust einer großen Anzahl an Erzeugungseinheiten während Kurzschlüssen zu Stabilitätsproblemen im elektrischen Versorgungsnetz führen kann, da das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch dann nicht mehr gegeben ist. Dieses geforderte Verhalten des Durchfahrens von Netzfehlern wird auch als Fault Ride Through (FRT) bezeichnet. Neben dieser Eigenschaft muss die Erzeugungseinheit zusätzlich während einer dynamischen Spannungsänderung einen definierten Blindstrom ins Netz einspeisen. Handelt es sich um einen Spannungseinbruch (Low Voltage Ride Through, LVRT), so muss die Einheit kapazitiven Blindstrom einspeisen und so spannungsanhebend wirken. Während einer Spannungsüberhöhung (High Voltage Ride Through HVRT) muss die Einheit induktiven Blindstrom anregen und demnach spannungssenkend fungieren.

Die Überprüfung dieser geforderten, elektrischen Eigenschaften erfolgt durch ein Zertifizierungsverfahren. Hierbei überprüfen akkreditierte Zertifizierungs- und Prüfinstitutionen die jeweilige Erzeugungseinheit. Aufsetzend auf dem Zertifikat einer einzelnen Erzeugungseinheit kann ein Anlagenzertifikat erstellt werden (Windpark, große PV-Anlagen). Grundlage hierbei ist die BDEW-Mittelspannungsrichtlinie. Weitere relevante Netzanschlussregeln sind der Transmission Code und die Systemdienstleistungsverordnung. Umgesetzt werden diese Netzanschlussregeln und insbesondere die BDEW-Mittelspannungsrichtlinie durch die Technischen Richtlinien der Fördergesellschaft Wind (FGW). Zur Erlangung eines Zertifikates nach BDEW Mittelspannungsrichtlinie muss der Hersteller zum einen die elektrischen Eigenschaften der

T. Neumann arbeitet im Institut Elektrische Anlagen und Netze an Universität Duisburg-Essen. Seine Emailadresse lautet: tobias.neumann@uni-duisburg-essen.de.

Erzeugungseinheit im Labor nachgewiesen haben. Zum anderen muss er aber auch das Verhalten der Einheit mit einer Computer-basierten Simulation validiert haben. Hintergrund ist hierbei, dass Netzbetreiber den Anschluss von Erzeugungseinheiten und Erzeugungsanlagen prüfen. Hierzu sind exakte Computer-basierte Simulationen notwendig.

II. DYNAMISCHE ANFORDERUNGEN AN PV-WECHSELRICHTER

Netzgekoppelte PV-Wechselrichter müssen die in den folgenden drei Abbildungen beschriebenen dynamischen, elektrischen Eigenschaften zur Zertifizierung nach der BDEW Mittelspannungsrichtlinie erbringen. Abbildung 1 zeigt den Spannungstrichter, der im Falle eines Fehlers im Netz ohne Abschaltung der Erzeugungseinheit durchfahren werden muss.

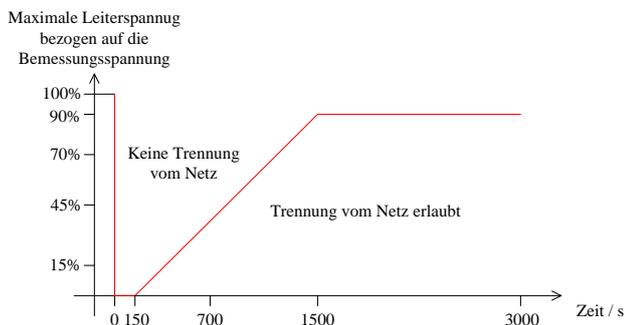


Abb. 1. Anforderungen zum Durchfahren von Netzfehlern

Abbildung 2 zeigt das Prinzip der Spannungsregelung. Ausgehend von der dynamischen Spannungsänderung im Fehlerfall ergibt sich aus der entsprechenden Kennlinie ein einzustellender Blindstrom. Der Verstärkungsfaktor wird voreingestellt mit dem Faktor 2 gewählt, kann aber je nach Anforderungen und Netztopologie abweichen.

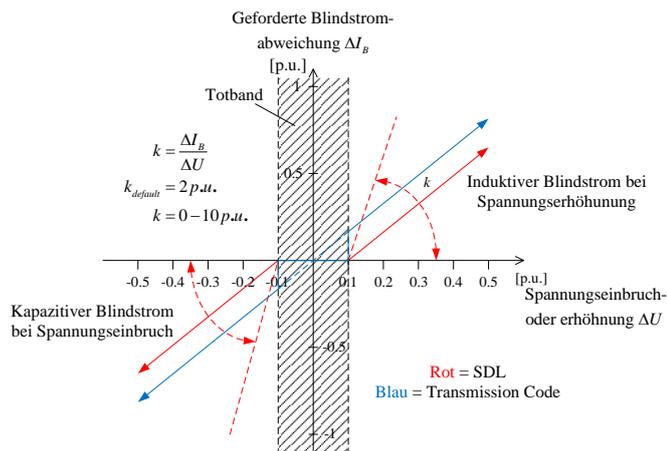


Abb. 2. Prinzip der Spannungsregelung

Abbildung 3 verdeutlicht die dynamischen Anforderungen bezüglich des Anregelns des Blindstromes im Fehlerfall. Der stationäre Endwert, der sich aus Abbildung 2 ergibt, ist mit einem Toleranzband von -10 und +20 % versehen. Das erstmalige Erreichen dieses Toleranzbandes soll nach einer maximalen Anschlagzeit von 30 ms erreicht sein. Das

stationäre Verbleiben innerhalb des Toleranzbandes soll nach einer maximalen Einschwingzeit von 60 ms gewährleistet sein.

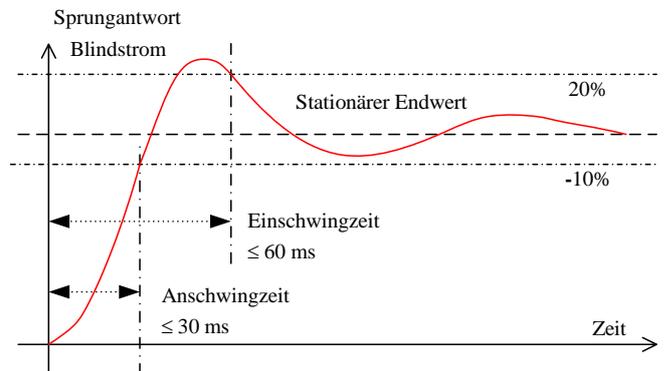


Abb. 3. Anforderungen an die Sprungantwort des Blindstroms

Für den Nachweis des dynamischen Verhaltens von Erzeugungseinheiten im Rahmen des BDEW Zertifizierungsverfahren ist ein möglicher Testaufbau in Abbildung 4 veranschaulicht. Da Kurzschlussuntersuchungen nicht am realen Mittelspannungsnetz durchgeführt werden können, nutzt man bei diesem Aufbau die Längsreaktanz X1. Mit dieser Längsdrossel schwächt man bewusst die Kurzschlussleistung des Netzes, um so einen sicheren Betrieb des Netzes gewährleisten zu können. Im stationären Betrieb ist Schalter S1 geschlossen. Öffnet man diesen und legt somit X1 zwischen Netz und Erzeugungseinheit, erhöht man die Impedanz des Netzes und reduziert somit Kurzschlussleistung. Nachdem X1 eingelegt ist und sich der Prüfaufbau in einem eingeschwingenen Zustand befindet, wird über den Schalter S2 der definierte Kurzschluss erzeugt. Über das Teilverhältnis des induktiven Spannungsteilers kann die entsprechende Spannungseinbruchtiefe realisiert werden. Die unterschiedlichen Fehlerdauern können durch gezielte Ansteuerungen des Schalters S2 gewährleistet werden. Außerdem können durch selektives Schalten der einzelnen Phasen mit S2 auch unsymmetrische Fehler erzeugt werden und das Verhalten der Erzeugungseinheit hierbei analysiert werden. Diese besteht aus einer DC-Quelle, die die reale PV-Zelle emuliert und dem eigentlichen Prüfling, dem PV-Wechselrichter.

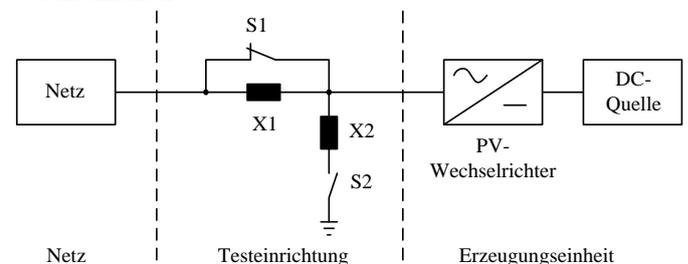


Abb. 4. Testaufbau für den Nachweis der dynamischen Eigenschaften von PV-Wechselrichtern

III. REGELUNG PV-WECHSELRICHTER

Ein dreiphasiger PV-Wechselrichter besteht üblicherweise aus einer IGBT-basierten Sechspulsbrücke, die in Abbildung 5 veranschaulicht ist. Jedes IGBT-Modul wird über den Controller der Erzeugungseinheit einzeln mit pulswidenmodulierten Signalen angesteuert. Aufgaben des PV-Wechselrichters sind das MPP-Tracking und die entkoppelte Regelung von Wirk- und Blindleistung. Beschrieben wird im Folgenden eine klassische netzspannungsorientierte Stromregelung mit überlagertem Zwischenkreisspannungsregler.

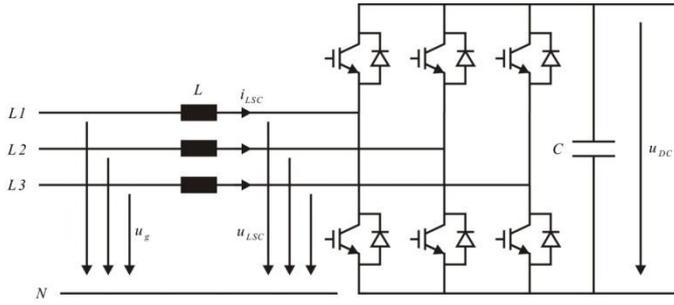


Abb. 5. Prinzipielle Anordnung eines dreiphasigen PV-Wechselrichters

Aus dem Maschenumlauf von der Netzspannung über den Spannungsabfall über der Netzinduktivität bis zur Spannung des Wechselrichters folgt die Gleichung (1).

$$\begin{pmatrix} u_{g,L1} \\ u_{g,L2} \\ u_{g,L3} \end{pmatrix} = L \cdot \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{LSC,L1} \\ i_{LSC,L2} \\ i_{LSC,L3} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} u_{LSC,L1} \\ u_{LSC,L2} \\ u_{LSC,L3} \end{pmatrix} \quad (1)$$

Nach der Transformation in ein mit dem Netzspannungswinkel Θ_g mitrotierendes Koordinatensystem erhält man die folgenden Gleichungen (2) und (3).

$$u_{g,d}^{\angle u_g} = L \cdot \frac{d i_{LSC,d}^{\angle u_g}}{dt} - \omega_0 L \cdot i_{LSC,q}^{\angle u_g} + u_{LSC,d}^{\angle u_g} \quad (2)$$

$$u_{g,q}^{\angle u_g} = L \cdot \frac{d i_{LSC,q}^{\angle u_g}}{dt} + \omega_0 L \cdot i_{LSC,d}^{\angle u_g} + u_{LSC,q}^{\angle u_g} \quad (3)$$

Die Referenzspannung des Wechselrichters ergeben sich nach Umstellung von (2) und (3) zu

$$u_{LSC,d_ref}^{\angle u_g} = u_{g,d}^{\angle u_g} - u_{LSC,d}^{\angle u_g} + \omega_0 L \cdot i_{LSC,q}^{\angle u_g} \quad (4)$$

$$u_{LSC,q_ref}^{\angle u_g} = u_{g,q}^{\angle u_g} - u_{LSC,q}^{\angle u_g} - \omega_0 L \cdot i_{LSC,d}^{\angle u_g} \quad (5)$$

wobei gilt:

$$u_{LSC,d}^{\angle u_g} = K_P \left(1 + \frac{1}{T_S} \right) \cdot (i_{LSC,d_ref}^{\angle u_g} - i_{LSC,d}^{\angle u_g}) \quad (6)$$

und

$$u_{LSC,q}^{\angle u_g} = K_P \left(1 + \frac{1}{T_S} \right) \cdot (i_{LSC,q_ref}^{\angle u_g} - i_{LSC,q}^{\angle u_g}) \quad (7)$$

Für die Wirk- und Blindleistung am Wechselrichter gelten die nachfolgenden Gleichungen:

$$p_{LSC} = u_{g,d}^{\angle u_g} \cdot i_{LSC,d}^{\angle u_g} + u_{g,q}^{\angle u_g} \cdot i_{LSC,q}^{\angle u_g} \quad (8)$$

$$q_{LSC} = u_{g,q}^{\angle u_g} \cdot i_{LSC,d}^{\angle u_g} - u_{g,d}^{\angle u_g} \cdot i_{LSC,q}^{\angle u_g} \quad (9)$$

Da die mitrotierende Querkomponente $u_{g,q}^{\angle u_g}$ der Netzspannung im symmetrischen Fall null ist, folgt daraus, dass die Längskomponente $i_{LSC,d}^{\angle u_g}$ und die Querkomponente $i_{LSC,q}^{\angle u_g}$ des Wechselrichters proportional zu Wirk- und Blindleistung sind. Für die Leistungsbilanz zwischen Gleich- und Wechselspannungsseite des Wechselrichters gilt:

$$p_{LSC} = u_{DC} \cdot i_{DC} \approx u_{LSC,d}^{\angle u_g} \cdot i_{LSC,d}^{\angle u_g} \quad (10)$$

Somit wird ersichtlich, dass die Zwischenkreisspannung durch die Längskomponente $i_{LSC,d}^{\angle u_g}$ des netzseitigen Umrichterstroms einstellbar ist. Den Referenzwert für den Längsstrom liefert folgende Gleichung:

$$i_{LSC,d_ref}^{\angle u_g} = K_P \left(1 + \frac{1}{T_S} \right) \cdot (u_{DC_ref} - u_{DC}) \quad (11)$$

Somit ergibt sich folgendes Zeigerdiagramm für die Spannungen und Ströme am Wechselrichter.

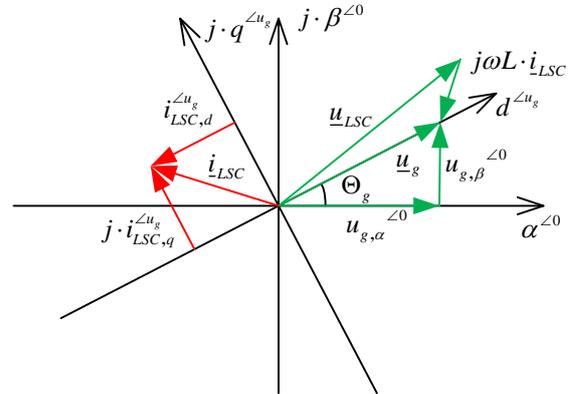


Abb. 6. Zeigerdiagramm PV-Wechselrichter

IV. SIMULATIONSERGEBNISSE

Der folgende Abschnitt zeigt beispielhaft drei Simulationsergebnisse vom Verhalten eines netzgekoppelten PV-Wechselrichters bei Spannungseinbrüchen.

Die Nennleistung dieser Erzeugungseinheit beträgt 100kW. Das Verhältnis zwischen Kurzschlussleistung des Netzes nach Einlegen der Längsdrossel und Nennleistung des Wechselrichters beträgt 5:1. Für die folgenden Simulationsergebnisse wurden der Reglerkern mit realistischen Abtastzeiten und die IGBTs mit entsprechender Ansteuerung durch die PWM-Signale nachgebildet. Hierdurch ist eine exakte Validierung von Messergebnissen möglich. Die Dauer der jeweiligen Fehler beträgt in allen drei Beispielen 150 ms.

In Beispiel eins (Abbildung 7) wird das Verhalten des Wechselrichters bei Nennleistung und einem Leistungsfaktor von eins hinsichtlich eines symmetrischen Spannungseinbruchs auf 50% Restspannung untersucht. Die verbleibende Restspannung von 50% repräsentiert einen Fehler, der im überlagerten Energieversorgungsnetz an einer entfernten Stelle auftritt. Die Erzeugungseinheit reduziert den Wirkstrom nach Erkennung des Fehlers zu null und speist einen reinen Blindstrom nach Spannungsregelungskennlinie in das Netz. Bei einem Einbruch auf 50% Restspannung und einem Verstärkungsfaktor von 2 ergibt dies einen Blindstrom von etwa 1 p.u..

Beispiel zwei (Abbildung 8) zeigt das Verhalten des Wechselrichters bei gleichen stationären Bedingungen und einem symmetrischen Spannungseinbruch auf 0% Restspannung. Der Spannungseinbruch auf 0% bedeutet das der Kurzschluss in unmittelbarer Nähe der Erzeugungseinheit auftritt. Die Erzeugungseinheit selber reduziert erneut den Wirkstrom nach Erkennung des Fehlers zu null und speist nach Kennlinie Blindstrom. Da der maximal einzuprägende Blindstrom 1 p.u. ist, speist die Erzeugungseinheit den maximal verfügbaren Blindstrom.

In Beispiel drei (Abbildung 9) wird nun das Verhalten des Wechselrichters bei einem unsymmetrischen Fehler gezeigt. So ist in Netzanschlussrichtlinien auch bei unsymmetrischen Netzfehlern, wie einem einpoligen Erdkurzschluss oder einem zweipoligen Kurzschluss mit oder ohne Erdberührung, gefordert, dass einer reiner Mitsystemblindstrom nach Kennlinie einzuspeisen ist. Hierfür ist eine Trennung zwischen Mit- und Gegensystem erforderlich. Bei dem Beispiel handelt es sich um einen zweipoligen Kurzschluss mit einem Spannungseinbruch auf 0% Restspannung in der kleinsten Leiter-Leiter Spannung. Ohne Berücksichtigung der auftretenden Gegensystemspannung in der Regelung des Wechselrichters würde ein erheblicher Gegensystemstrom fließen, der hinsichtlich der dynamischen Anforderungen nicht akzeptabel ist. Bei geeigneter Verwendung der Gegensystemspannung in der Regelung, ist es möglich einen reinen Mitsystemstrom in das Netz zu speisen. Somit kann gewährleistet werden, den geforderten Mitsystemblindstrom nach Kennlinie auch bei unsymmetrischen Fehlern zu liefern.

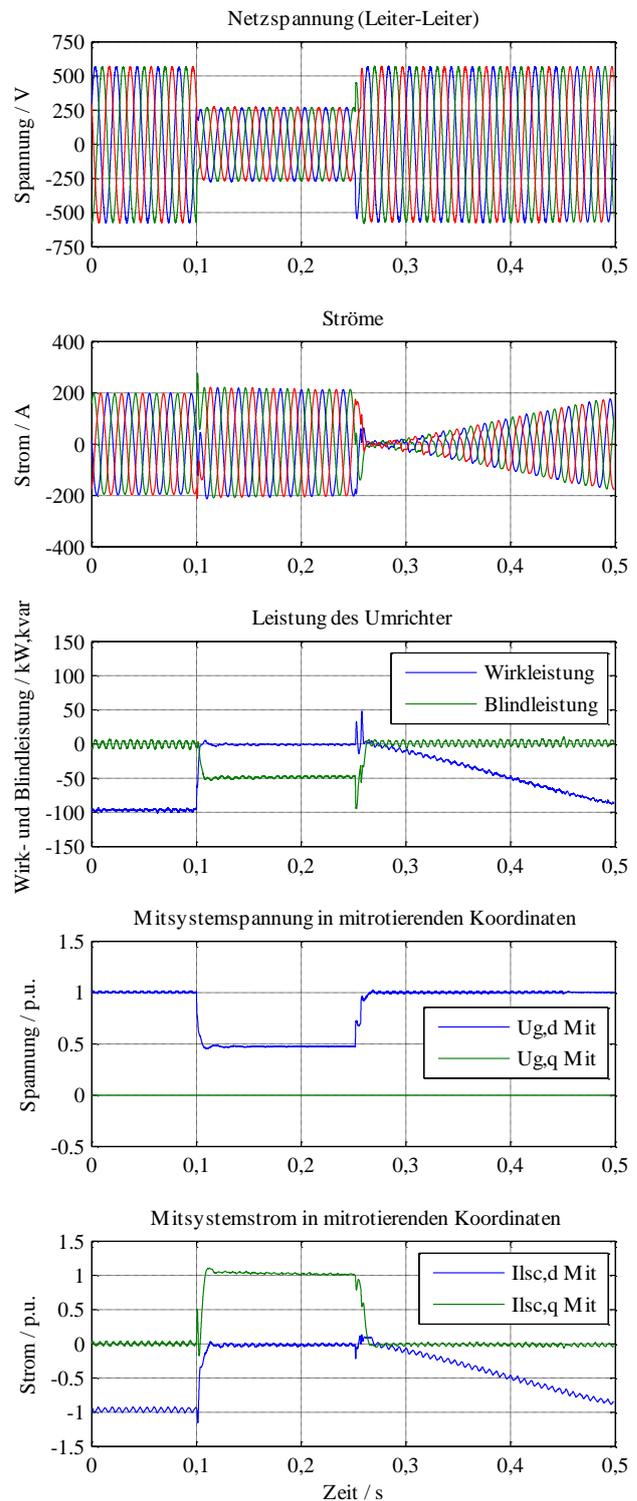


Abb. 7. Momentanwerte Spannung und Strom, Wirk- und Blindleistung, Mitsystemspannung und -strom in mitrotierenden Koordinaten bei einem symmetrischen Spannungseinbruch auf 50 % verbleibende Restspannung

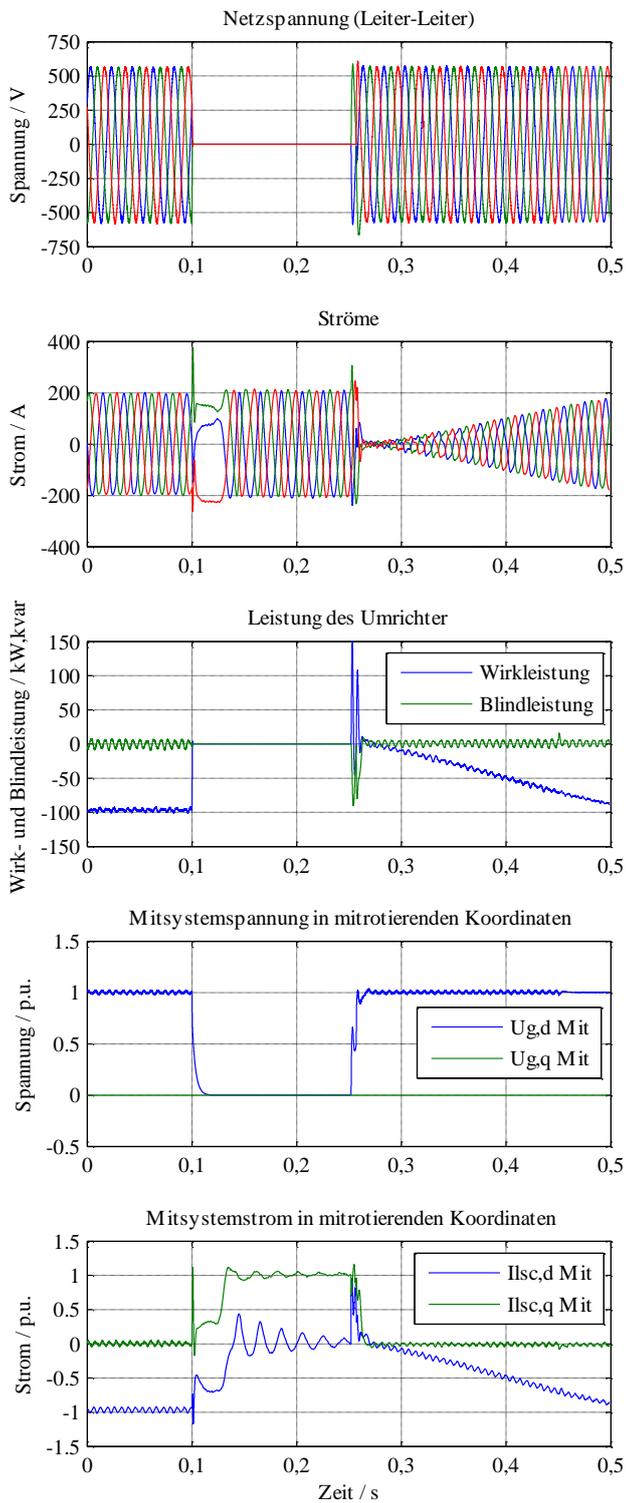


Abb. 8. Momentanwerte Spannung und Strom, Wirk- und Blindleistung, Mitsystemspannung und -strom in mitrotierenden Koordinaten bei einem symmetrischen Spannungseinbruch auf 0 % verbleibende Restspannung

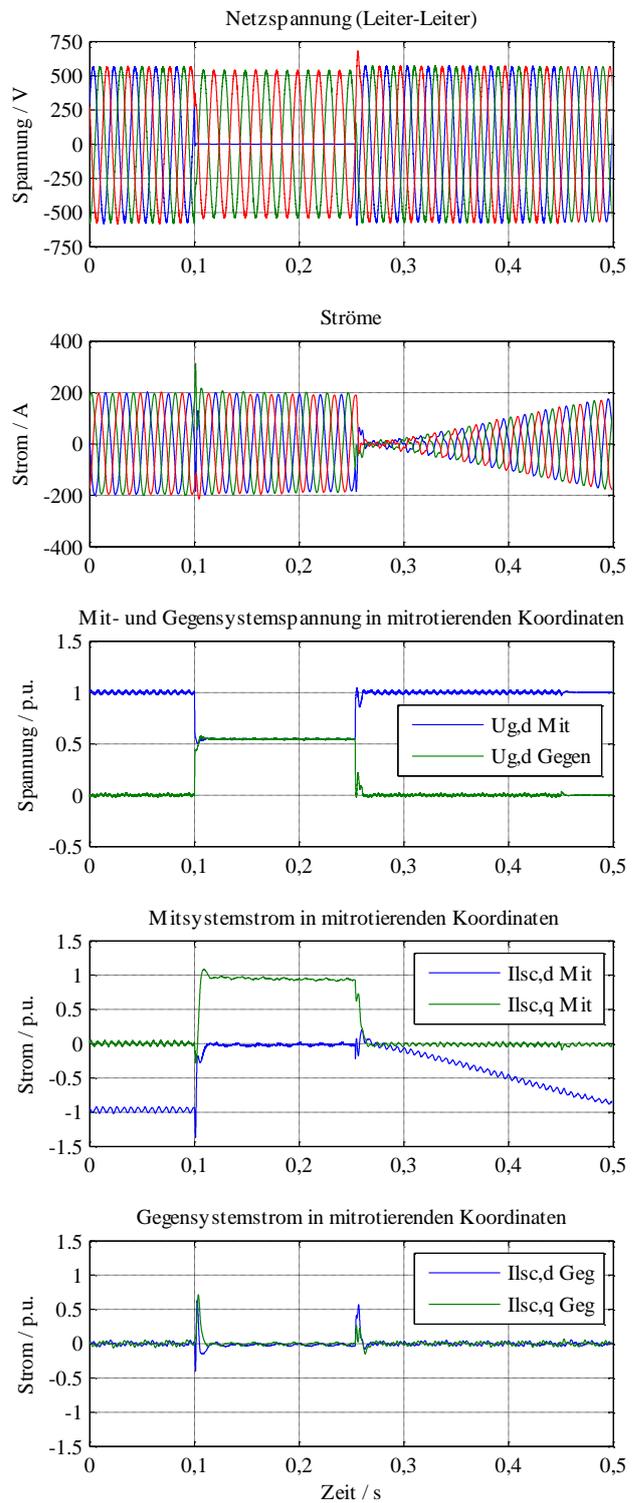


Abb. 9. Momentanwerte Spannung und Strom, Mit- und Gegensystemspannung in mitrotierenden Koordinaten, Mit- und Gegensystemstrom in mitrotierenden Koordinaten bei einem unsymmetrischen Spannungseinbruch (zweipoliger Kurzschluss)

V. SCHLUSSFOLGERUNG

Die Anforderungen der BDEW Mittelspannungsrichtlinie müssen auch von PV-Wechselrichtern, die an die Mittelspannung angeschlossen werden wollen, erfüllt werden. Hierfür ist eine geeignete Prüfung und Zertifizierung durchzuführen. Ein Bestandteil dieser Zertifizierung ist die Überprüfung der dynamischen Eigenschaften von PV-Wechselrichtern. Hinsichtlich des dynamischen Verhaltens bei Netzfehlern müssen die Anforderungen bezüglich des Durchfahrens von Netzfehlern sowie die Spannungsregelung nachgewiesen werden. Neben Messungen ist der Wechselrichterhersteller verpflichtet, die Messergebnisse mit einem Computer-basierten Modell zu validieren.

Der vorliegende Beitrag veranschaulicht Simulationsergebnisse eines PV-Wechselrichters. Hierbei wurde der Wechselrichter realistisch, mit geringen Abtastzeiten modelliert. Durch eine geeignete und intelligente Regelung des Wechselrichters ist es möglich, die Anforderungen der BDEW Mittelspannungsrichtlinie zu erfüllen. Speziell bezüglich der Anregelzeit des geforderten Blindstroms im Fehlerfalle ist eine hohe Dynamik durch entsprechende Regelungsalgorithmen möglich. Neben symmetrischen Fehlern, wo eine reine Mitsystembetrachtung ausreicht, ist es durch eine entsprechende Regelung möglich, unsymmetrische Fehler im Sinne der Anforderungen zu durchfahren. Hierbei muss die im unsymmetrischen Fehlerfalle auftretende Gegensystemspannung berücksichtigt werden.

LITERATURHINWEISE

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, „Erneuerbare Energien 2010“, Stand, 14. März 2011
- [2] Verband der Netzbetreiber, „Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“
- [3] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, „Technische Richtlinie, Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“
- [4] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009, „Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung SDLWindV)“

Tobias Neumann (1977) erlangte den akademischen Grad des Diplom-Ingenieurs im Bereich der Elektro- und Informationstechnik der Universität Duisburg-Essen im Jahre 2009. Sein Schwerpunkt lag hierbei im Bereich der elektrischen Energietechnik. Seit 2010 arbeitet er als wissenschaftlicher Mitarbeiter im Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze an der Universität Duisburg-Essen. Sein Schwerpunkt liegt in der Netzintegration von Erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie und der Photovoltaik. Hierbei stehen die Modellierung und die Regelung dieser Erzeugungseinheiten im Fokus. Er ist Mitglied von IEEE und vom VDE

Prüfplatz zur Verifikation der Genauigkeit von Spannungsqualitätsmessgeräten entsprechend IEC 61000-4-30 Ed. 2

Robert Stiegler, TU-Dresden, IEEH

Abstract— Spannungsqualitätsmessgeräte werden zunehmend für vielfältige Messanwendungen in Elektroenergienetzen eingesetzt. Aufgrund der Anforderungen an eine definierte Messgenauigkeit und Vergleichbarkeit der Messergebnisse werden in der IEC 61000-4-30 Messverfahren und Genauigkeitsklassen für Spannungsqualitätsmessgeräte definiert.

Da die Prüfung der Messgeräte in dieser Norm nur unzureichend definiert ist, wurden in dieser Arbeit weiterführende Prüfalgorithmen zur umfassenden Prüfung entwickelt. Basis dieser Entwicklung ist eine detaillierte Analyse von Implementierungsvarianten zur Identifizierung potentieller Schwachstellen. Zur Verifikation der Prüfalgorithmen wurde ein virtuelles Spannungsqualitätsmessgerät entwickelt, das auch flexibel für andere Anwendungen wie Netzsimulationen einsetzbar ist.

Index Terms— Spannungsqualität, Messgerät, Prüfung, Prüfalgorithmen

I. EINLEITUNG

Spannungsqualitätsmessgeräte werden immer häufiger in den Netzen eingesetzt. Ihr Einsatzzweck reicht von Übersichtsmessungen zur Ermittlung der mittleren Spannungsqualität, über den Nachweis der Emissionsgrenzwerte von Installationen bis hin zur Überwachung von vertraglich garantierten Eigenschaften der Spannung bei Abnehmern. Durch diese Einsatzzwecke entstehen Anforderungen an eine definierte Messgenauigkeit und Vergleichbarkeit der Messergebnisse. In der IEC 61000-4-30 werden Messverfahren und Genauigkeitsklassen für Spannungsqualitätsmessgeräte definiert. Die Prüfung dieser Messgeräte ist in der Norm aber nur unzureichend definiert. Es wird eine Genauigkeitsprüfung definiert, aber keine Prüfung der korrekten Implementierung der vorgegebenen Methoden.

Es soll eine Prüfeinrichtung entwickelt werden, mit der Spannungsqualitätsmessgeräte umfänglich geprüft werden können.

II. ANFORDERUNGEN AN SPANNUNGSQUALITÄTSMESSGERÄTE

Die Anforderungen an Spannungsqualitätsmessgeräte werden in der IEC 61000-4-30 definiert. Es werden drei

Messgeräteklassen eingeführt. Dies sind die Klasse A, für genaueste Messungen z.B. für die vertragliche Überwachung der Spannungsqualität, die Klasse S für statistische Messungen und die Klasse B. Alle Messgeräte, welche nicht die Anforderungen der Klasse A und S erfüllen gehören der Klasse B an. Dies sind beispielsweise Messgeräte welche nach älteren Ausgaben der Norm konzipiert wurden. Hier wurde sich hauptsächlich auf die Prüfung von Messgeräten der Klasse A konzentriert.

Neben der allgemeinen Messgenauigkeit definiert die IEC 61000-4-30 auch die Algorithmen mit denen die Messwerte ermittelt werden sollen. So ist beispielsweise für Klasse A Messgeräte definiert, dass alle verlaufsorientierten Merkmale, z.B. die Spannungsunsymmetrie über 10-Perioden-Intervalle gemessen werden müssen. Diese Intervalle sollen lückenlos und nicht überlappend sein. Alle Messwerte welche auf größeren Intervallen basieren (z.B. 150-Perioden- oder 10-Minuten-Intervalle) müssen lückenlos durch quadratische Mittelwertbildung aus den 10-Perioden-Intervallen berechnet werden. Hierbei macht die Norm außerdem die Vorgabe, dass die Intervalle zum 10-Minuten-Uhrschlag resynchronisiert werden. Dadurch soll erreicht werden, dass Messgeräte an demselben Signal bei nichtstationären Spannungsqualitätsgrößen gleiche Messergebnisse im Rahmen der zulässigen Messungenauigkeit liefern.

III. MESSGENAUIGKEITSPRÜFUNG NACH IEC 61000-4-30

Die in der IEC 61000-4-30 definierte Prüfung dient der Ermittlung der Messgenauigkeit im stationären Zustand bei der Anwesenheit von Beeinflussungsgrößen. Geprüft werden sollen bei diesem Verfahren die verlaufsorientierten Spannungsqualitätsgrößen wie Frequenz, Spannungseffektivwert, Flicker, Spannungsunsymmetrie, harmonische und zwischenharmonische Spannungen. Es wird explizit erwähnt, dass diese Prüfung notwendig, aber nicht hinreichend ist, um die Normkonformität zu bestätigen.

Im Prüfablauf soll für jede einzelne Messgröße die Messunsicherheit festgestellt werden. Alle Spannungsqualitätsgrößen, die in der jeweiligen Prüfung nicht als Messgröße behandelt werden, sind Beeinflussungsgrößen. Die Überprüfung der Messungenauigkeit wird an fünf gleichmäßig über den Messbereich verteilten Messpunkten vorgenommen. Diese Überprüfung wird insgesamt für jede Messgröße drei

Robert Stiegler, Institut für elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik, TU-Dresden (E-Mail: robert.stiegler@tu-dresden.de,
Telefon: +49 351 463 35104)

Mal durchgeführt, wobei bei jedem Durchgang (Prüfzustand) die Beeinflussungsgrößen geändert werden. Daraus ergeben sich insgesamt mindestens 90 Prüfpunkte.

Die drei Prüfzustände sind in Bild 1 jeweils ohne die Messgrößen dargestellt. Prüfzustand 1 stellt den unbeeinflussten Zustand dar, während Prüfzustand 2 und Prüfzustand 3 beeinflusste Zustände sind. Hierbei ist aber nicht in der Wertigkeit von Prüfzustand 2 und Prüfzustand 3 zu unterscheiden. Beide Prüfzustände sind in Bezug auf die Härte der Prüfung als gleichwertig zu betrachten.

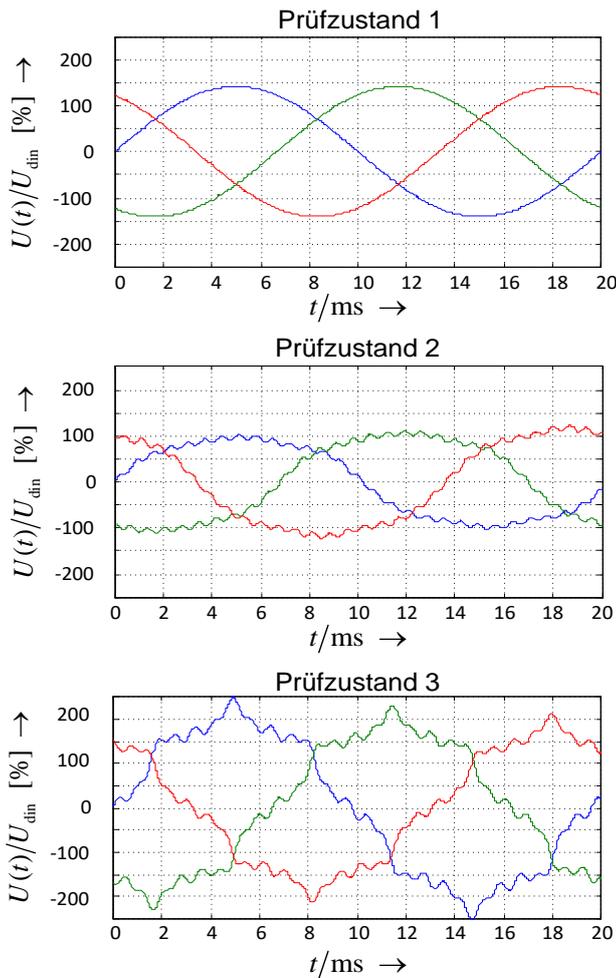


Bild 1: Prüfzustände zur Ermittlung der Messunsicherheit im stationären Zustand

Diese normierte Prüfung dient nur der Verifikation der Messgenauigkeit. Es werden nur wenige potentielle Implementierungsfehler geprüft. Aus diesem Grund sind für eine umfassende Konformitätsprüfung weitere Prüfungen notwendig.

IV. ERMITTLUNG DER NOTWENDIGEN PRÜFUNGEN

Um weitere notwendige Prüfungen zu identifizieren, wird die Signalverarbeitung der Messkette im Detail untersucht. Die Messkette zur Bewertung der Spannungsqualität (Bild 2) besteht aus den Messwandlern, der Digitalisierung, der Vor-

und der Nachverarbeitung. Es wird im Rahmen dieser Arbeit nur die Vorverarbeitung untersucht. Die Nachverarbeitung, also die statistische Bewertung der Spannungsqualität, ist nicht Teil dieser Arbeit.

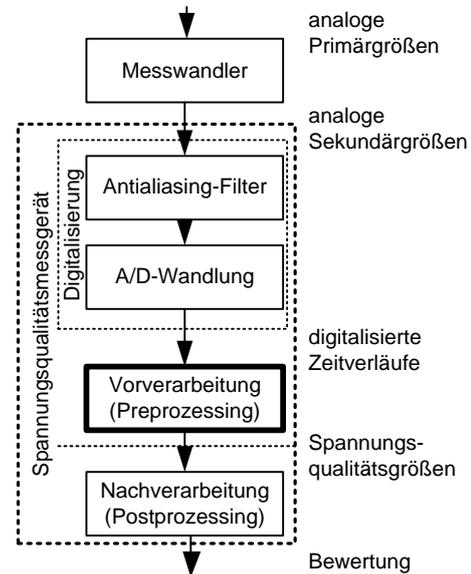


Bild 2: Messkette zur Bewertung der Spannungsqualität

Um mögliche Beeinflussungsgrößen und Implementierungsfehler zu identifizieren, wird die Vorverarbeitung in Form eines Modellmessgerätes (Bild 4) weiter detailliert. Es wird die Signalverarbeitung für die Ermittlung der einzelnen Spannungsqualitätsgrößen analysiert. Dabei werden verschiedene mögliche Implementierungsvarianten berücksichtigt. So ist es zum Beispiel möglich, harmonische Spannungen mit einer DFT zu ermitteln oder nach einem Resampling mit einer FFT. Beide Varianten können ihre jeweils spezifischen Schwachstellen in der Implementierung haben.

Aus dem so erstellten Modellmessgerät werden die notwendigen Prüfungen abgeleitet. Dies soll im Folgenden an der Messung des Spannungseffektivwertes gezeigt werden.

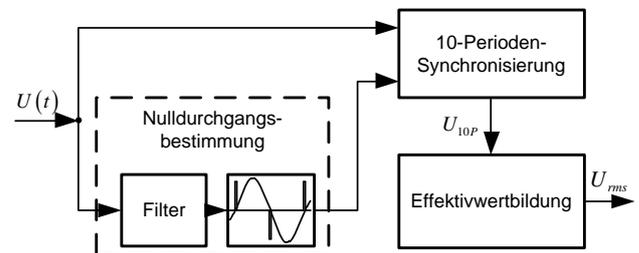


Bild 3: Detaillierte Verarbeitungskette zur Bestimmung des Spannungseffektivwertes

In der detaillierten Verarbeitungskette (Bild 3) werden zunächst die Nulldurchgänge bestimmt. Mit diesen Nulldurchgängen wird eine 10-Perioden-Synchronisierung durchgeführt.

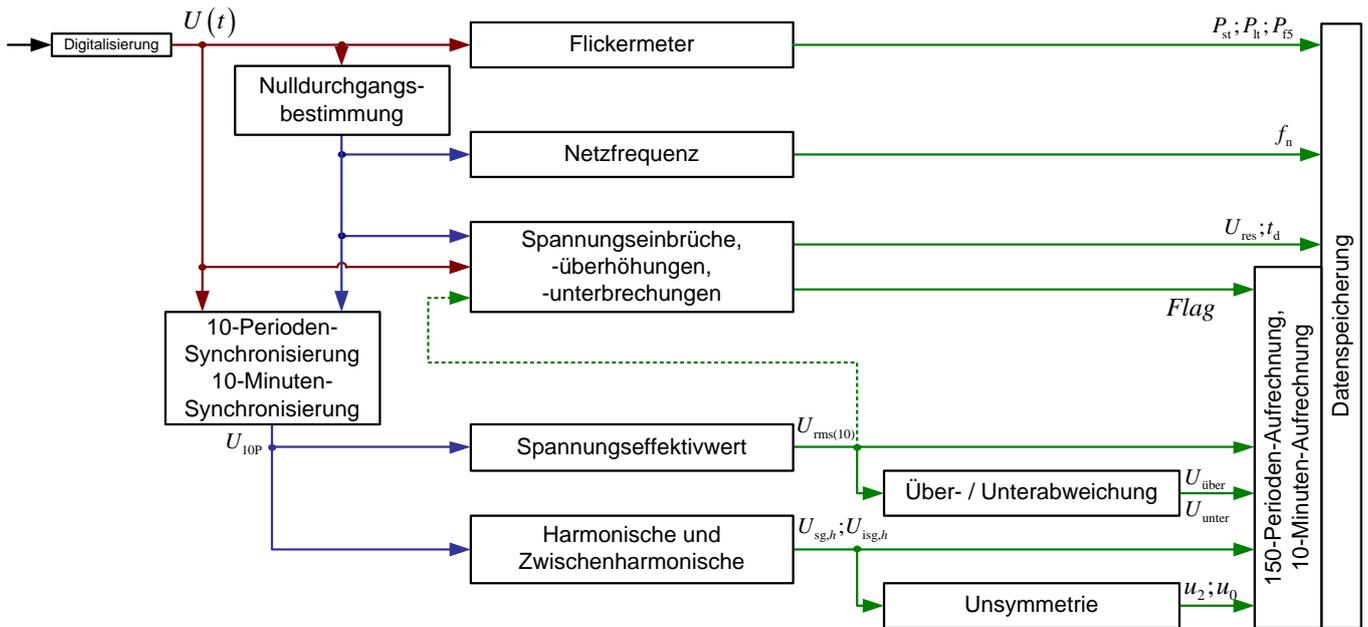


Bild 4: Blockdiagramm des Modellmessgerätes

Dabei soll das Signal in exakt 10 Perioden lange Abschnitte unterteilt werden. Am Ende wird der Effektivwert der einzelnen Abschnitte gebildet.

Bei der Analyse der Signalverarbeitung zur Bestimmung des Effektivwertes ergeben sich folgende Schwachstellen:

Mit Ausnahme der Nulldurchgangsbestimmung sind bei diesem Verfahren keine störenden Einflüsse seitens des Signals möglich, da die Effektivwertbildung und die Synchronisierung rein rechentechnische Schritte darstellen. Mehrfache Nulldurchgänge, wie sie z.B. durch höherfrequente Signalanteile und Phasensprünge verursacht werden, können bei nicht korrekter Implementierung der Nulldurchgangserkennung diese stören.

Mögliche Implementierungsfehler sind hier weiterhin eine nicht korrekte Effektivwertbildung und eine fehlerhafte Synchronisation. Bei der Effektivwertbildung ist es denkbar, dass nur ein Gleichrichtwert gebildet wird. Bei der Synchronisation ist es beispielsweise möglich, dass um Rechenzeit für das Messgerät zu gewinnen, statt lückenlosen 10-Perioden-Intervallen, alle 10 Perioden ein 5-Perioden-Intervall gebildet wird. Dies würde bei einer statischen Genauigkeitsprüfung nicht auffallen.

Die neuen Prüfalgorithmen werden auf Basis des ermittelten Prüfbedarfs entwickelt. Hierbei wird das Messgerät als Blackbox behandelt. Das heißt ein definiertes Prüfsignal muss bei korrekter Signalverarbeitung ein definiertes Messergebnis im Rahmen der zulässigen Messgenauigkeit ergeben. Außerdem sollte nicht geprüft werden, ob die Implementierungen exakt dem Modell entsprechen, sondern nur ob sich das Messgerät so verhält wie normativ gefordert. Weiterhin muss jeder Funktionsblock für jede Spannungsqualitätsgröße separat geprüft werden. So ist es eine Annahme im Modellmessgerät, dass alle Blöcke die gleiche Nulldurchgangsbestimmung verwenden. Im Test muss die Nulldurchgangserkennung für jede Spannungsqualitätsgröße separat geprüft werden.

V. PRÜFSYSTEM

Aufgabe des Prüfsystems ist es, definierte Spannungen auszugeben, welche dann vom zu testenden Messgerät gemessen werden. Mit dem Wissen über das ausgegebene Signal können die Messwerte des zu prüfenden Messgerätes auf ihre Genauigkeit überprüft werden. Als Prüfgenerator wird eine OMICRON CMC-256-EP benutzt. Dieser Prüfgenerator garantiert eine Ausgabeengenauigkeit bis 3 kHz von maximal 0,015 % des auszugebenden Wertes zuzüglich 0,005 % des Bereichsendwertes. Der Prüfgenerator wird mit einem PC über eine proprietäre Schnittstelle, CMEngine, von MATLAB gesteuert.

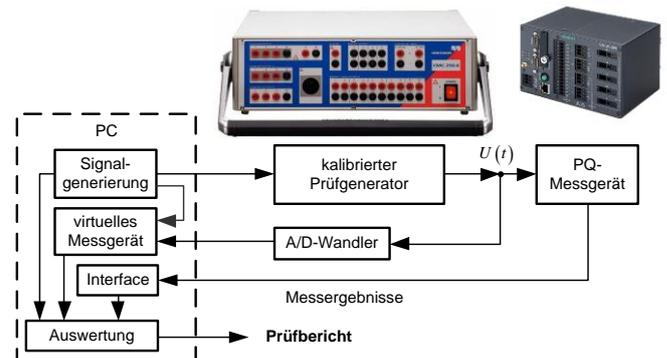


Bild 5: Aufbau der Prüfeinrichtung

Nach der Prüfung werden die Messdaten über ein Interface aus dem Messgerät ausgelesen und mit den generierten Signalen verglichen und bewertet. Dieses Interface kann eine Softwareschnittstelle sein, über die die Messergebnisse direkt importiert werden, oder die Messergebnisse werden vom Prüfer manuell in das Protokoll eingetragen.

Mit der bisherigen Realisierung des Prüfsystems ist es möglich, die Prüfung der Messgenauigkeit mit Beeinflussungsgrößen nach IEC-61000-4-30 durchzuführen.

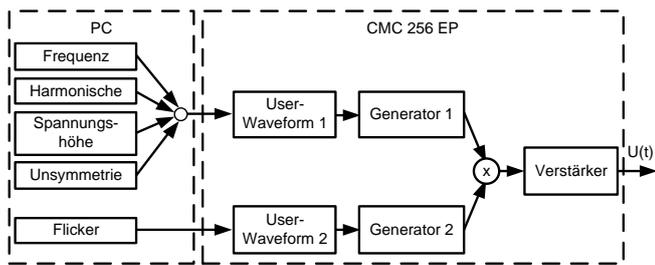


Bild 6: Steuerung des Prüfgenerators bei stationären Spannungen

Die CMC-256-EP hat je Spannungsausgang zwei Signalgeneratoren. Die Signalgeneratoren können vorgegebene Kurvenformen wie Sinus-, Rechteck- und Dreieckfunktionen liefern. Sie können aber auch benutzerdefinierte Funktionen (User-Waveform) wiedergeben. Für die Ausgabe stationärer Spannungen werden immer 10 Perioden als benutzerdefinierte Funktion definiert, um höhere Signalanteile mit einer Auflösung von einem Zehntel der Grundfrequenz ausgeben zu können. Dabei wird mit den Parametern der Spannungshöhe, der Unsymmetrie und der Harmonischen und Zwischenharmonischen eine benutzerdefinierte Waveform generiert, die dann mit einem Zehntel der Grundfrequenz wiedergegeben wird. Die Generierung der Flicker findet mit einer separaten Waveform und einem separaten Generator statt, da die Flickerfrequenz wesentlich geringer sein kann als die Netzfrequenz und nicht in einem 10-Perioden-Intervall generiert werden kann. Die generierten Signale werden multiplikativ verknüpft und über einen Verstärker ausgegeben. Nachteilig bei dieser Realisierung ist, dass mit dieser Methode keine veränderlichen Spannungsqualitätsgrößen generiert werden können.

Um nicht stationäre Spannungen zu erzeugen, werden die beiden User-Waveforms für die einzelnen Prüfpunkte mit verschiedenen Signalformen benutzt. An der alternative Ansteuerungsvariante des direkten Streamings wird z.Z. noch gearbeitet.

VI. VIRTUELLES SPANNUNGSQUALITÄTSMESSGERÄT

Das virtuelle Spannungsqualitätsmessgerät ist die MATLAB Implementierung eines IEC 61000-4-30 Klasse A Messgerätes. Es folgt in seiner Implementierung dem Modellmessgerät (Bild 4). Mit dieser Implementierung wurden die Prüfverläufe während ihrer Entwicklung auf Plausibilität und Funktion geprüft.

Durch das virtuelle Messgerät soll es auch möglich werden, das Prüfsystem um statistische Prüfungen zu erweitern. Dabei wird vom Prüfgenerator ein Verlauf mit statistisch variierenden Spannungsqualitätsparametern ausgegeben. Das virtuelle Messgerät ermittelt die Referenzmesswerte mit denen die Statistikfunktion (Postprozessing) des zu prüfenden Messgerätes getestet werden kann. Dies ist entweder direkt im Computer vor der Digital-Analog-Wandlung möglich oder durch Analog-Digital-Wandlung der ausgegebenen Spannung.

VII. ZUSAMMENFASSUNG

In dieser Arbeit wurde ein Prüfplatz entwickelt, mit dem ein Funktionstest für Messgeräte der Klasse A entsprechend IEC 61000-4-30 möglichst umfassend abgedeckt wird. Dabei wurden zunächst die normativen Anforderungen an die Messgeräte herausgearbeitet. Mit diesen Anforderungen wurden potentielle Implementierungsmöglichkeiten für einzelne Messfunktionen entwickelt, anhand derer eine Identifizierung möglicher Schwachstellen durchgeführt wurde.

Eine detaillierte Untersuchung der momentan nach IEC 61000-4-30 notwendigen Genauigkeitsprüfung mit Beeinflussungsgrößen zeigte, dass bei dieser Prüfung der Aufwand im Vergleich zum Nutzen relativ hoch ist. Als möglicher Ersatz wurden bei der darauf folgenden Entwicklung neuer Prüfalgorithmen verkürzte Genauigkeitsprüfungen entwickelt.

Es wurden umfassende Prüfungen für die Ermittlungsalgorithmen der Spannungsqualitätsgrößen entwickelt. Dabei entstand die Problematik, dass durch die zulässige Messgenauigkeit einige Eigenschaften nicht vollständig prüfbar sind.

Das vorher schon existierende Prüfsystem wurde mithilfe der neu gewonnenen Erkenntnisse verbessert und um dynamische Prüfverläufe erweitert. Mit dem Prüfsystem wurden inzwischen einige verschiedene Messgeräte überprüft.

Zur Unterstützung der Entwicklung von Prüfalgorithmen wurde ein virtuelles Spannungsqualitätsmessgerät entwickelt. Dieses ist in Verbindung mit einem A/D-Wandler auch für Spannungsqualitätsmessungen oder für Netzsimulationen einsetzbar ist.

LITERATUR

- [1] J. Meyer, P. Schegner, M. Domagk, 2009, "Automated Test System for Accuracy Verification of Power Quality Measurement Instruments", 20th International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Prague
- [2] DIN EN 61000-4-30:2009, Verfahren zur Messung der Spannungsqualität

Robert Stiegler wurde am 15.06.1983 in Wolmirstedt geboren. Er hat an der Technischen Universität Dresden Elektrotechnik mit der Vertiefungsrichtung Elektroenergietechnik studiert und sein Studium als Diplomingenieur 2010 abgeschlossen. Seit 2010 arbeitet er als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik.

Optimales Windparkmanagement durch Azimutwinkelanpassung einzelner Anlagen

N. S. Moskalenko, *Student Member, IEEE*, K. Rudion, *Member, IEEE*

Abstract—Der folgende Artikel behandelt die Thematik des optimalen Windparkmanagement durch Azimutwinkelanpassung einzelner Anlagen, mit dem Ziel den Gesamtenergieertrag des Windparks zu maximieren. Um dieses zu gewährleisten, ist es notwendig, nicht nur elektrotechnische Parameter (Übereinstimmung des Grid Codes für optimale Bedingungen des Windparks bezüglich des Netzanschlusses) zu betrachten, sondern auch diverse andere Faktoren, wie z.B. die aerodynamische Charakteristiken der Windenergieanlage (WEA) oder die optimale Struktur des Windparks bei minimaler Platzausnutzung, zu berücksichtigen.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf den Aspekten der Aerodynamik bezüglich der operativen Planung von großen Windparkanlagen und deren Leistungsoptimierung unter der Verwendung des optimalen Azimutwinkels einzelner Anlagen in einem Windpark. Zu diesem Zweck werden die Modelle der Nachlaufströmung betrachtet, insbesondere der sogenannte Wake-Effekt, welcher eine bedeutende Rolle in diesem Bereich spielt. Anschließend wird für die weitere Analyse das passende Modell ausgewählt und umgesetzt. Hierbei wird die Implementierung des Einflusses des Azimutwinkels als notwendige Erweiterung des Modells vorgestellt. Zusätzlich werden die Simulationsergebnisse für ausgewählte Szenarien aufgezeigt und bewertet. Die Anfangsergebnisse belegen eine Effizienzsteigerung durch die Optimierung mithilfe der Azimutwinkelanpassung.

Index Terms— Anstellwinkel, Azimutwinkel, Energieertrag, Wake Effekt, Windenergie, Windpark.

I. EINFÜHRUNG

DER stetige Wachstum am Energiebedarf und dem Umweltschutz führt zur Erhöhung der Windenergienutzung. Obwohl zahlreiche Untersuchungen in diesem Bereich durchgeführt wurden, existieren weiterhin eine Reihe von Herausforderungen, wie z.B. der vollständigen Integration großer Mengen an Windenergie, der eine immer größere Bedeutung als Energiequelle zukommt. Die effiziente Windenergienutzung ist von mehreren Parametern abhängig, wie zum Beispiel von der Grenzanzahl der Windturbinenblätter und als Folge resultierende Spitzverluste, aerodynamischer Widerstand, oder auch vom Abstand zwischen den einzelnen Windturbinen in einem Windpark aufgrund der Turbulenzströmung hinter dem Rotor der Windturbine. Während der Windparkplanung sind verschiedene Aspekte zu betrachten, wie:

N. S. Moskalenko, K. Rudion arbeiten am Lehrstuhl Elektrische Netze und Alternative Elektroenergiequellen (IESY/LENA) der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Deutschland (E-Mail: natalia.moskalenko@ovgu.de, rudion@ovgu.de).

- optimale Voraussetzungen für den Netzanschluss (Übereinstimmung des Grid Codes für die Sicherung der Frequenzregelung, Spannungs- und Blindleistungsregelung und der Sicherung der Systemstabilität),
- aerodynamische Charakteristiken der WEA (z. B. Schubbeiwert und Leistungsbeiwert),
- optimale Integration in die Natur und Landschaft, um die Umweltfreundlichkeit zu wahren,
- optimale Struktur des Windparks für den maximalen Energieertrag und die minimalen Platzbedarf bei geringstmöglicher Anzahl von Windenergieanlagen.

Um den letzten Punkt zu sichern, ist die Berücksichtigung des Wake-Effekts notwendig. Bei der Windparkplanung ist es wichtig, dessen Platzbedarf so zu minimieren, dass der maximale Energieertrag mit der kleinsten Anzahl an Windenergieanlagen bei minimalen Abständen zwischen den einzelnen Windturbinen zu erreichen ist. Jedoch führt die Reduzierung der Abstände zwischen den einzelnen Windturbinen in einem Windpark zur Zunahme des Wake-Effektes. Der Wake-Effekt ist ein aerodynamisches Phänomen, das als Abschattungseffekt von einer Windturbine zur anderen beschrieben werden kann und die Turbulenzströmung hinter der Windturbine charakterisiert. Dieses führt zu Produktionsverlusten der Windturbinen im Schattenbereich.

Diese Arbeit beschreibt die Wirkung des Azimutwinkels einzelner Windturbinen auf den gesamten Energieertrag eines Windparks. Die hierzu gewählte Methodik, zieht die Veränderung des Azimutwinkels an Einzelwindturbinen - ausgehend vom optimalen Wert - in Betracht, welcher der perpendikularen Position der Rotorfläche zur Windrichtung entspricht und somit eine Abschwächung des Wake-Effektes nach sich zieht. Ziel ist es, ein optimales Azimutwinkelmuster für verschiedene Windrichtungen zu finden, um die gesamte Energieausbeute eines Windparks zu erhöhen.

II. WAKE-EFFEKT - GRUNDLAGEN

A. Entstehung des Wake-Effektes

Windturbinen (WT) beziehen ihre Energie aus dem Wind, reduzieren die Windgeschwindigkeit hinter dem Rotor und verwirbeln die Luftströmung. Arbeiten die Windturbinen in gleicher Luftströmungsrichtung, unterliegt die zweite WT eine reduzierte Windgeschwindigkeit und arbeitet folglich, aufgrund der turbulenten Einströmung, ausgehend von der ersten WT, nicht optimal. Der Wake-Effekt ist ein aerodynamisches Phänomen welches den Abschattungseffekt von einer Windturbine zu einer nachstehenden beschreibt und

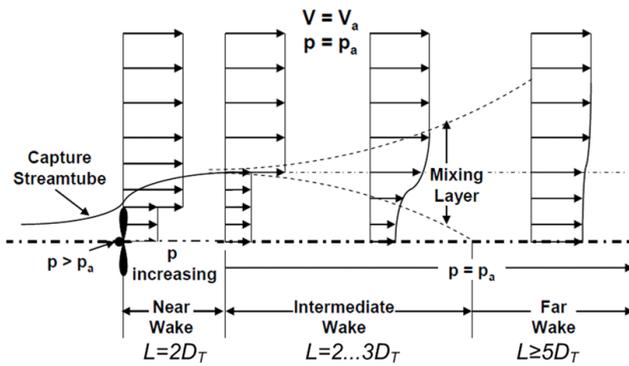


Abb. 1. Struktur der Wake-Strömung für WT mit horizontaler Rotationsachse [1]

somit die Gesamtproduktivität eines Windparks negativ beeinflusst. Durch optimale Positionierung der Windturbinen lässt sich diesem Effekt entgegen wirken.

Dieses Phänomen ist in der gesamten Projektierung des Windparks bezüglich der Abstände zwischen den Windturbinen zu berücksichtigen.

Um besser zu verstehen, welcher Abstand zwischen zwei Windturbinen zu wählen ist, ist es wichtig, die Struktur des Wake-Effekts zu untersuchen. Der Wake-Effekt besteht aus drei Hauptzonen (Abbildung 1) – Near, Intermediate und Far Wake [1]. Jede dieser Zonen hat eigene Parameter für den Druck p , die Windgeschwindigkeit V und die Länge L . Abhängig von diesen Parametern kann entschieden werden, in welcher Zone die WEA installiert werden sollte. Der beste Standort für die nächste WEA ist am Ende des Intermediate Wakes und Far Wakes.

B. Modellierung des Wakes

Für die Wake-Effekt-Untersuchung wurden verschiedene mathematische Modelle entwickelt, wie z. B.:

- Lissaman-Modell,
- Larsen-Modell,
- Jensen-Modell,
- Ainslie-Modell.

Das erste Modell wurde von Lissaman im Rahmen der Entwicklung der Blattelementtheorie und Impulstheorie ausgearbeitet. Es basiert auf einer empirischen Untersuchung der Strömungsmechanik und einer Bereichsaufteilung der Nachlaufströmung. Entsprechende Wake-Parameter sind für jeden Bereich definiert. Mithilfe dieses Modells ist es möglich, die Öffnungswinkel und Profilformen in jedem Bereich zu bestimmen. Das Lissaman-Modell wird im Vergleich zum Jensen-Modell in erster Linie für komplexe Gelände genutzt. Der Nachteil dieses Modells liegt in der Wake-Effekt-Bestimmung zwischen zwei Bereichen [2], [3], [4].

Das Larsen-Modell des Wake-Effektes basiert auf Gleichungen von Prandtl's Grenzschichtturbulenzen für Wake-Bestimmungen hinter der Windturbine. Die Nachlaufströmung wird als inkompressibel, stationär und achsensymmetrisch angenommen. Dieses Modell ist wesentlich empfindlicher bezüglich der Änderung der Turbulenzintensität als andere vergleichbare Modelle [5]. Es kommt wegen der vielen benötigten Parameter selten zum

Einsatz; nicht alle Parameter können für bestimmte Standorte ermittelt werden.

Das Ainslie-Modell benutzt die achsensymmetrischen Reynoldsgleichungen und die numerische Lösung der Navier-Stokes-Gleichungen für Grenzschichtturbulenzen, um die Wake-Erweiterung zu bestimmen [1], [7]. Dies ist eine exaktere Methode hinsichtlich der Wake-Definition, da die Turbulenzintensitäten beschrieben werden. Jedoch erscheint dieses Modell aufgrund der numerischen Berechnungen kompliziert. Der Nachteil liegt vor allem an den vielen Parametern, die dieses Modell benötigt (z. B. Turbulenzintensität, thermische Schichtung, Monin-Obukhov Länge usw.). Zusätzlich setzt das Modell kontinuierliche Messungen und Untersuchungen für jede Windturbine voraus.

Das Jensen-Modell ist einfacher gestaltet, als die anderen Methoden. Hier wird die Nachlaufströmung durch den Wake-Öffnungsfaktor k kontrolliert, dessen Wert durch den Vergleich von Simulationsergebnissen und Messungen bestimmt wird. Dieses Modell benutzt einige Vereinfachungen (z. B. Wake-Strömung wird als linear angenommen, Near-Wake-Bereich ist zu vernachlässigen), und die Berechnungen erbringen relativ exakte Ergebnisse [8], [9], [12]. Die Vorteile der Methode sind kurze Berechnungszeit und eine reduzierte Komplexität.

III. STEIGERUNG DES ENERGIEERTRAGS IM WINDPARK

In dem folgenden Abschnitt wird die operative Windpark-Planung, die auf einer optimalen Azimutwinkel Anpassung (engl. *Optimal Yaw Angle Pattern* – OYAP) basiert, behandelt, welche zwei Ziele verfolgt. Einerseits ist die Wirkung der Azimutwinkeländerung an Windturbinen auf die gesamte Produktivität des Windparks zu prüfen. Andererseits ist ein optimales Azimutwinkel-Muster zu ermitteln, um die Energieproduktion zu maximieren. Im weiteren Studium soll die Untersuchung dieser Methode vollzogen werden, um ein operatives Programm für jede Windturbine im Windpark zu entwickeln. Dieses Programm bietet die Möglichkeit, den optimalen Azimutwinkel abhängig von verschiedenen Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen einzustellen.

Um den optimalen Azimutwinkel unter Berücksichtigung des Wake-Effektes zu bestimmen wird für weitere Berechnungen das Programm MATLAB verwendet.

Das Programm basiert auf dem Wake-Modell von Jensen und berücksichtigt folgende Eingangsparameter: Koordinaten der Windturbinen, Eingangswindgeschwindigkeit und Windrichtung, Öffnungsfaktor k , Turbinentyp (Rotordurchmesser, Schubbeiwert, Leistungsbeiwert).

Mit diesem Programm lassen sich folgende Parameter bestimmen: Abschattungsfläche, Windgeschwindigkeit in der Nachlaufströmung, Eingangswindgeschwindigkeit für die nächste Windturbine, Energieertrag jeder Windturbine sowie für den gesamten Windpark. Die Berechnungen basieren auf Abschattungsflächenbestimmungen und werden für jede der beiden benachbarten Windturbinen, die in einer Reihe stehen, separat bestimmt.

Die Abbildung 2 zeigt das Testsystem und die Gesamtansicht des Abschattungsprinzips in Abhängigkeit von

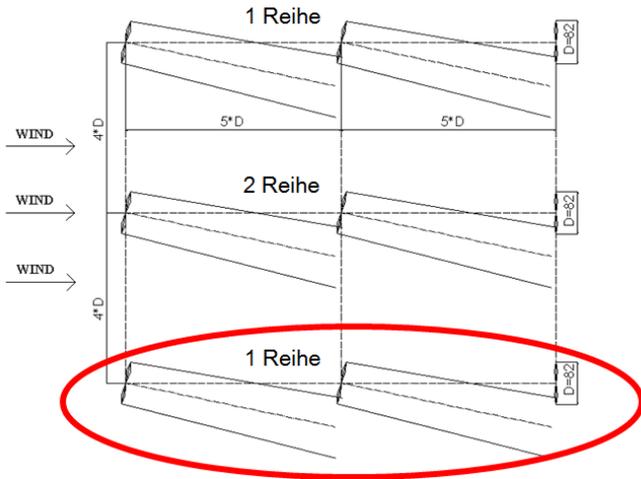


Abb. 2. Azimutwinkelanpassung in einem Windpark

der Umdrehung der ersten beiden Windturbinen WT1 und WT2. Als Testsystem wird ein Windpark mit 9 WEA erstellt, wobei der Testwindpark aus drei Reihen mit jeweils drei Windturbinen besteht. Die Abstände zwischen den Windturbinen in einer Reihe betragen etwa fünf und die Abstände zwischen den Reihen etwa vier Rotordurchmesser. Es kann angenommen werden, dass die Wirkung des Wake-Effektes von WT1 zu WT3 aufgrund des großen Abstands (etwa 10 Rotordurchmesser) vernachlässigt werden kann.

Um die OYAP-Methodik zu verstehen, werden drei Windturbinen in der ersten Reihe des Testwindparks berücksichtigt (Abbildung 3a). Im Rahmen eines solchen Aufbaus weist die erste Windturbine die höchste Windgeschwindigkeit auf, was dazu führt, dass sie im Vergleich zu den anderen Anlagen die höchste Produktivität aufweisen kann. Durch die Anpassung des Azimutwinkels der WT1 wird eine Ablenkung der Nachlaufströmung in die perpendikuläre Richtung zur aktuellen Rotorebene angenommen

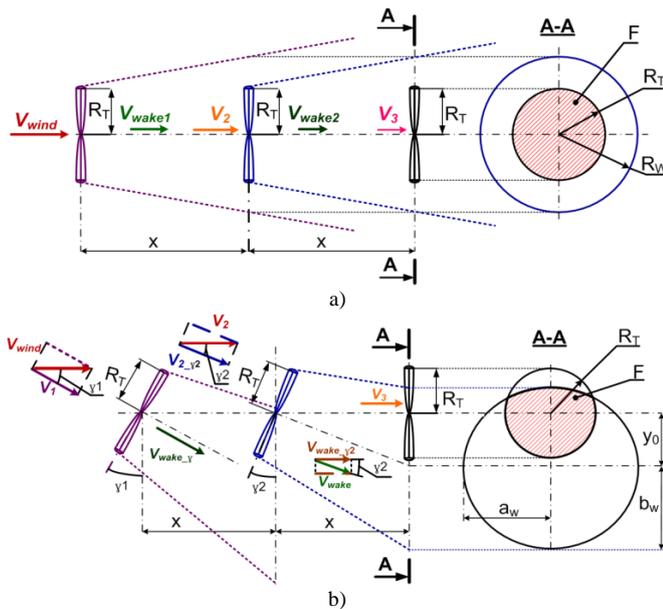


Abb. 3. a) Windturbinen mit gleichem Azimutwinkel; b) WT1 und WT2 mit unterschiedlichem Azimut-Winkel

In diesem Fall hat der Wake-Effekt der WT1 eine geringe Wirkung auf die folgende WT, da die Abschattungsfläche auf die WT2 von der WT1 kleiner ist. Da die Eingangswindgeschwindigkeit der WT1 geringer wird, sinkt auch der Energieertrag. Jedoch wird gleichzeitig die Eingangswindgeschwindigkeit der WT2 größer. Es kann also festgehalten werden, dass die OYAP-Methodik die Bestimmung einer optimalen Azimutwinkelanpassung für alle Windturbinen ermöglicht und somit die gesamte Produktionsleistung des Windparks maximieren kann.

Für die in dieser Arbeit aufgeführten Berechnungen wurde ein dreiblättriger Windturbinentyp mit einer maximalen Nennleistung von 2 MW verwendet.

Der Querschnitt der Luftströmung der Windturbinen wird in Projektionsansicht A-A gezeigt. (Abbildung 3 a, b). Die Windgeschwindigkeiten der Windturbinen (WT1, WT2, WT3) sowie deren Energieerträge wurden in Abhängigkeit der Abschattungsfläche berechnet, was den sich kreuzenden Querschnitten entspricht. Im ersten Fall haben alle drei WT den gleichen Azimutwinkel. Im zweiten Fall weisen die ersten beiden WEA (WT1 und WT2) einen unterschiedlichen Azimut-Winkel von γ_1 und γ_2 auf, um die Abschattung der nachfolgenden Windturbinen WT2 und WT3 zu vermindern und die Eingangswindgeschwindigkeiten für diese Windturbinen zu vergrößern. Der Energieertrag der k -ten WT kann mittels Gleichung (1) berechnet werden [12]:

$$P_k = \frac{1}{2} \cdot \rho_{air} \cdot A \cdot V_{0,k}^3 \cdot C_{p_rated} \quad (1)$$

Die Windgeschwindigkeiten von WT2 und WT3 und die Windgeschwindigkeiten im Rahmen der Wake-Strömungen dieser Turbinen kann man mithilfe des Jensen-Modells und der Gleichungen (2) und (3) bestimmen [9]:

$$V_{T_j} = V_{wind} \cdot \left[1 - \sqrt{\sum_k \beta_{T_j, T_k} \left(1 - \frac{V_{wake_T_k}}{V_{wind}} \right)^2} \right] \quad (2)$$

$$V_{wake_T_k}(x) = V_{wind} \left[1 - \left(1 - \sqrt{1 - c_T} \right) \cdot \left(\frac{R_T}{R_T + k \cdot x} \right)^2 \right] \quad (3)$$

mit:

V_{T_j} – Eingangswindgeschwindigkeit vor der WT_j [m/s],
 V_{wind} – Eingangswindgeschwindigkeit zum Windpark [m/s],
 $V_{wake_T_k}$ – Windgeschwindigkeit in der Wake-Strömung von WT_k [m/s],

R_T – Rotorradius der Windturbine [m],
 k – Wake-Öffnungsfaktor [-], $k = \tan(\alpha)$, [10],
 c_T – Schubbeiwert [-],
 x – Abstand zwischen den Windturbinen [m],

β_{T_j, T_k} – ist der Abschattungskoeffizient, $\beta_{T_j, T_k} = \frac{F_{T_j, T_k}}{\pi \cdot R_T^2}$.

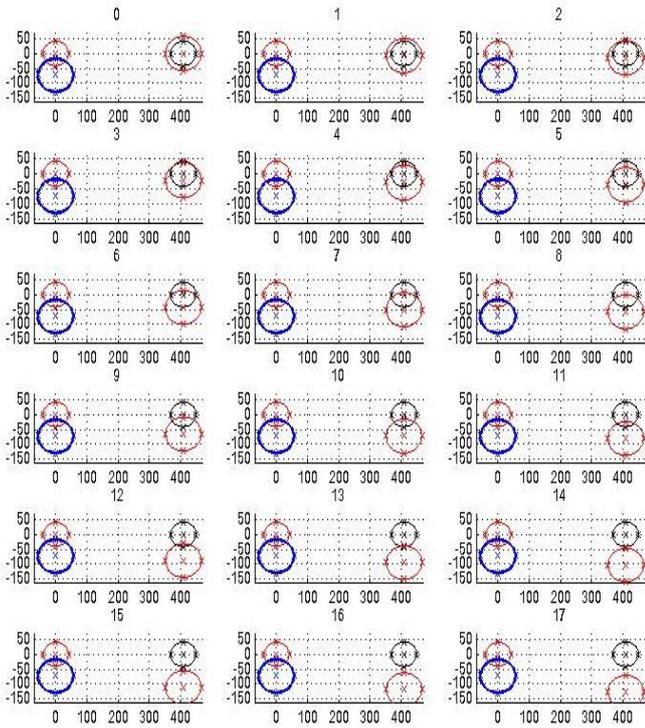


Abb. 4. Verschiedene Fälle von Abschattungsflächen für $\gamma_1=13^\circ, \gamma_2=0^\circ \dots 17^\circ, x=5D$
 (die blaue Ellipse ist die Wake-Strömung der WT1 auf WT2 und die rote Ellipse ist WT2; rechter Teil: rote Ellipse – Wake-Strömung der WT2 auf WT3 und schwarze Ellipse ist WT3; Achsen x, y – Koordinatenachse)

IV. UNTERSUCHUNGEN UND SIMULATIONSERGEBNISSE

Um den Effekt der Azimutwinkeländerung zur Energieproduktionsänderung zu verdeutlichen, werden einige Szenarien für den Testwindpark (Abbildung 2) berechnet. Die Abbildung 4 zeigt die verschiedenen Fälle von Abschattungsflächen. Die erste WEA hat einen Azimutwinkel von 13° . Der Winkel der zweiten Anlage variiert von 0 bis 17° . Hier können abhängig vom Winkel verschiedene Abschattungsflächen ermittelt werden. Die blaue Ellipse ist eine Projektion der Nachlaufströmung der WT1 auf WT2. Im

TABELLE I
 ERGEBNISSE FÜR TOTALENERGIEERZEUGUNG FÜR WT1 UND WT2, ABHÄNGIG VOM AZIMUT-WINKEL $\gamma_1, x=5D, y=0M$

Case	Yaw Angle of WT2, γ_2		Shadow Area	Shadow Area	Thrust Coefficient, C_t	WT1 Wind Speed, V_{w1}	Decrease of V_{w1} [%]	Wake Speed, V_{wake}	Wake with Yaw Angle γ_1, V_{wake1}	WT2 Wind Speed, V_2	WT1 Energy Yield P1	Decrease of P1 [%]	WT2 Energy Yield, P2	P2 Difference [%]	Total Energy Yield, P_{sum}	P_sum Difference
	grad															
1	0	0	5281,02	100	0,273	14,500	0,0	13,41	13,41	13,41	2,05	0,0	1,622	0,0	3,67	0,00
2	1	0	5281,02	100	0,273	14,498	0,0	13,41	13,406	13,41	2,05	0,0	1,620	-0,1	3,67	0,00
3	2	0	5281,02	100	0,273	14,491	0,1	13,40	13,394	13,39	2,05	0,2	1,616	-0,4	3,66	-0,27
4	3	0	5048,49	95,65	0,273	14,480	0,1	13,39	13,373	13,4	2,04	0,4	1,617	-0,3	3,66	-0,27
5	4	0	4531,64	85,85	0,273	14,465	0,2	13,38	13,345	13,43	2,04	0,7	1,629	0,4	3,66	-0,27
6	5	0	3950,62	74,85	0,273	14,445	0,4	13,36	13,308	13,47	2,03	1,1	1,643	1,3	3,67	0,00
7	6	0	3352,12	63,51	0,273	14,421	0,5	13,34	13,263	13,51	2,02	1,7	1,660	2,3	3,68	0,27
8	7	0	2756,99	52,23	0,273	14,392	0,7	13,31	13,211	13,57	2,00	2,2	1,680	3,6	3,68	0,27
9	8	0	2178,72	41,28	0,273	14,359	1,0	13,28	13,15	13,63	1,99	2,9	1,704	5,1	3,69	0,54
10	9	0	1628,78	30,86	0,273	14,321	1,2	13,24	13,082	13,71	1,98	3,7	1,734	6,9	3,71	1,09
11	10	0	1119,19	21,20	0,305	14,280	1,5	13,07	12,869	13,75	1,96	4,5	1,748	7,8	3,71	1,09
12	11	0	664,859	12,60	0,305	14,234	1,8	13,03	12,786	13,89	1,94	5,4	1,803	11,2	3,74	1,91
13	12	0	287,707	5,45	0,305	14,183	2,2	12,98	12,696	14,08	1,92	6,4	1,877	15,7	3,80	3,54
14	13	0	31,644	0,60	0,305	14,128	2,6	12,93	12,598	14,35	1,90	7,5	1,988	22,6	3,88	5,72
15	14	0	0	0	0,305	14,069	3,0	12,88	12,493	14,5	1,87	8,6	2,050	26,4	3,92	6,81
16	15	0	0	0	0,305	14,006	3,4	12,82	12,381	14,5	1,85	9,9	2,050	26,4	3,90	6,20
17	16	0	0	0	0,305	13,938	3,9	12,76	12,261	14,5	1,82	11,2	2,050	26,4	3,87	5,47
18	17	0	0	0	0,305	13,866	4,4	12,69	12,135	14,5	1,79	12,5	2,050	26,4	3,84	4,71

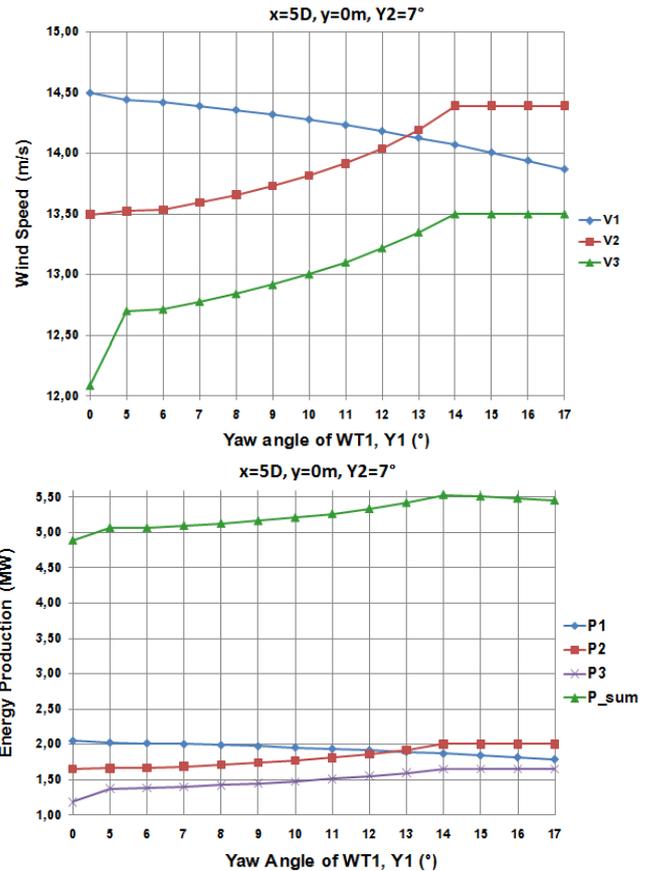


Abb. 5. Windgeschwindigkeit und Energieerzeugung abhängig von Azimutwinkelanpassung ($\gamma_1=0 \dots 14^\circ$ und $\gamma_2=7^\circ$) für drei Windturbinen

rechten Teil sieht man die Folge des Abschattungseffektes von WT2 (rote große Ellipse ist der Wake von WT2) auf WT3.

Tabelle I ist das Ergebnis eines Berechnungsszenarios mit Windturbinen im Abstand von 5 Rotordurchmessern. Es zeigt die wichtigsten Berechnungsparameter für zwei hintereinander stehende Windturbinen. Es ist deutlich zu erkennen, dass bei einem Azimutwinkel von 14° keine Abschattung auf die nachfolgende Windturbine existiert und somit die Gesamtproduktivität beider Windturbinen am höchsten ist.

Abbildung 5 präsentiert die Ergebnisse für den Fall dass, der Azimutwinkel γ_2 der WT2 auf 7° eingestellt ist und der Winkel der WT1 γ_1 von 0 bis 17° variiert.

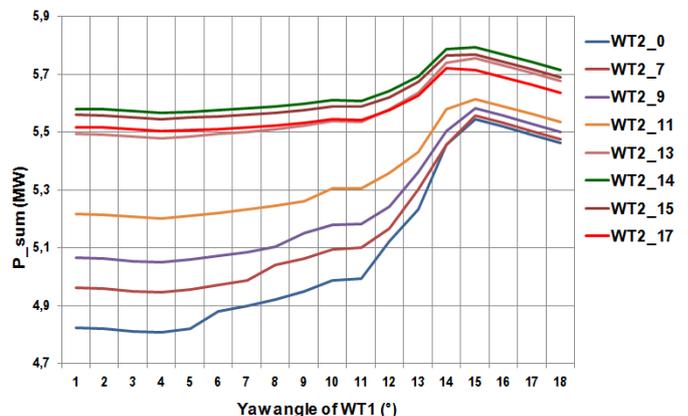


Abb. 6. Totalenergieproduktion von drei Windturbinen mit verschiedenen Azimutwinkeln $\gamma_1, \gamma_2, x=5D$

TABELLE II
 ERGEBNISSE FÜR TOTALENERGIEERZEUGUNG ABHÄNGIG VOM AZIMUT-
 WINKEL $\gamma_1, \gamma_2, x=5D, Y=0M$

P_sum_Y		Yaw Angle of WT1, Y1 [°]																	
[MW]		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Yaw Angle of WT2, Y2 [°]	0	4,82	4,82	4,81	4,81	4,82	4,88	4,90	4,92	4,95	4,99	4,99	5,12	5,23	5,46	5,54	5,52	5,49	5,46
	1	4,82	4,82	4,81	4,81	4,82	4,88	4,90	4,92	4,95	4,99	4,99	5,12	5,23	5,46	5,54	5,52	5,49	5,46
	2	4,82	4,81	4,80	4,80	4,81	4,87	4,89	4,91	4,94	4,98	4,99	5,12	5,22	5,45	5,53	5,51	5,48	5,45
	3	4,82	4,82	4,81	4,81	4,82	4,88	4,90	4,92	4,95	4,98	4,99	5,12	5,23	5,45	5,53	5,51	5,48	5,45
	4	4,85	4,85	4,84	4,84	4,85	4,86	4,92	4,94	4,97	5,01	5,01	5,14	5,24	5,46	5,54	5,51	5,48	5,46
	5	4,88	4,88	4,87	4,87	4,88	4,89	4,95	4,97	5,00	5,03	5,04	5,11	5,26	5,43	5,54	5,52	5,49	5,46
	6	4,92	4,92	4,91	4,90	4,92	4,93	4,95	5,00	5,03	5,06	5,07	5,14	5,28	5,44	5,55	5,52	5,50	5,47
	7	4,96	4,96	4,95	4,95	4,96	4,97	4,99	5,04	5,06	5,09	5,10	5,17	5,30	5,46	5,56	5,53	5,51	5,48
	8	5,01	5,01	5,00	4,99	5,00	5,02	5,03	5,05	5,10	5,13	5,14	5,20	5,33	5,48	5,57	5,54	5,52	5,49
	9	5,07	5,06	5,05	5,05	5,06	5,07	5,09	5,10	5,15	5,18	5,18	5,24	5,36	5,50	5,58	5,56	5,53	5,50
	10	5,13	5,13	5,12	5,12	5,13	5,14	5,15	5,17	5,19	5,23	5,24	5,29	5,40	5,54	5,58	5,55	5,53	5,50
	11	5,22	5,22	5,21	5,20	5,21	5,22	5,23	5,25	5,26	5,30	5,31	5,36	5,43	5,58	5,61	5,59	5,56	5,53
	12	5,33	5,33	5,31	5,30	5,32	5,33	5,34	5,35	5,37	5,39	5,40	5,45	5,51	5,64	5,67	5,64	5,62	5,59
	13	5,49	5,49	5,49	5,48	5,49	5,50	5,50	5,51	5,52	5,54	5,54	5,58	5,64	5,74	5,76	5,73	5,71	5,68
	14	5,58	5,58	5,57	5,57	5,57	5,58	5,58	5,59	5,60	5,61	5,61	5,64	5,69	5,79	5,80	5,77	5,74	5,72
	15	5,56	5,56	5,55	5,55	5,55	5,56	5,56	5,57	5,58	5,59	5,59	5,62	5,67	5,77	5,77	5,75	5,72	5,69
	16	5,54	5,54	5,53	5,53	5,53	5,53	5,54	5,55	5,56	5,57	5,57	5,60	5,65	5,74	5,74	5,72	5,69	5,66
17	5,52	5,52	5,51	5,50	5,51	5,51	5,52	5,52	5,53	5,54	5,54	5,58	5,63	5,72	5,72	5,69	5,66	5,64	

TABELLE III
 UNTERSCHIED (%) IN TOTALENERGIEERZEUGUNG ABHÄNGIG VOM AZIMUT-
 WINKEL $\gamma_1, \gamma_2, x=5D, Y=0M$

P_sum_Y		Yaw Angle of WT1, Y1 [°]																	
[%]		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Yaw Angle of WT2, Y2 [°]	0	0,0	-0,1	-0,3	-0,3	-0,1	1,2	1,6	2,0	2,6	3,4	3,5	6,2	8,5	13,1	14,9	14,4	13,8	13,3
	1	0,0	-0,1	-0,3	-0,4	-0,1	1,1	1,5	2,0	2,6	3,3	3,5	6,2	8,4	13,1	14,9	14,4	13,8	13,2
	2	-0,1	-0,2	-0,4	-0,5	-0,2	1,0	1,4	1,9	2,5	3,2	3,4	6,0	8,3	12,9	14,7	14,2	13,6	13,1
	3	0,0	-0,1	-0,3	-0,3	-0,1	1,2	1,5	2,0	2,6	3,3	3,5	6,1	8,3	12,9	14,7	14,1	13,6	13,0
	4	0,6	0,5	0,3	0,2	0,5	0,8	2,0	2,5	3,0	3,8	3,9	6,5	8,7	13,1	14,8	14,2	13,7	13,1
	5	1,2	1,2	1,0	0,9	1,2	1,5	2,6	3,1	3,6	4,3	4,4	5,9	9,0	12,5	14,9	14,4	13,8	13,2
	6	2,0	1,9	1,7	1,7	1,9	2,2	2,6	3,7	4,2	4,9	5,0	6,5	9,4	12,8	15,0	14,5	13,9	13,4
	7	2,9	2,8	2,6	2,5	2,8	3,0	4,4	5,0	5,6	5,7	7,1	9,9	13,1	15,2	14,7	14,1	13,5	
	8	3,9	3,8	3,6	3,5	3,7	4,0	4,3	4,7	5,8	6,4	6,5	7,8	10,5	13,6	15,4	14,9	14,3	13,7
	9	5,0	5,0	4,8	4,7	4,9	5,1	5,4	5,8	6,8	7,4	7,4	8,7	11,1	14,1	15,7	15,2	14,6	14,0
	10	6,4	6,4	6,2	6,1	6,3	6,5	6,8	7,1	7,5	8,5	8,6	9,7	12,0	14,8	15,6	15,1	14,6	14,0
	11	8,2	8,1	7,9	7,9	8,0	8,2	8,5	8,7	9,1	10,0	10,0	11,1	12,6	15,7	16,4	15,9	15,3	14,7
	12	10,5	10,4	10,0	9,9	10,3	10,5	10,7	10,9	11,2	11,6	11,9	12,9	14,3	17,0	17,5	17,0	16,4	15,8
	13	13,9	13,9	13,7	13,6	13,7	13,9	14,1	14,2	14,5	14,8	14,8	15,7	16,8	19,0	19,3	18,8	18,3	17,7
	14	15,7	15,6	15,5	15,4	15,5	15,6	15,7	15,8	16,0	16,3	16,3	17,0	18,0	19,9	20,1	19,6	19,1	18,5
	15	15,3	15,2	15,1	15,0	15,1	15,2	15,3	15,4	15,6	15,9	15,8	16,5	17,6	19,5	19,6	19,1	18,5	18,0
	16	14,8	14,8	14,7	14,5	14,6	14,7	14,8	15,0	15,1	15,4	15,4	16,1	17,1	19,1	19,1	18,5	18,0	17,4
17	14,4	14,3	14,2	14,1	14,1	14,2	14,4	14,5	14,7	14,9	14,9	15,6	16,6	18,6	18,5	18,0	17,4	16,8	

Windenergieausbeute durch die Verwendung individuell Azimutwinkelanspassung an einzelnen Windturbinen. Wie bereits im Kapitel IV aufgezeigt wurde, besteht die Möglichkeit einer Produktivitätssteigerung von etwa 20%. Diese Steigerung ist allerdings nur im Idealfall realisierbar und erfordert praktische Erprobung, um die theoretischen Annahmen zu prüfen. Für weitere Betrachtungen sollten die vernachlässigten Faktoren der OYAP-Methode ausführlich untersucht werden, um das tatsächliche Einflussgewicht dieser zu bestimmen, den Berechnungsfehler zu minimieren und die bereits vorhandenen Ergebnisse zu bestätigen.

VI. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] M. J. Werl, "A new analytical model for wind turbine wakes", FloDesign Inc. Wilbraham, MA 01095, Wilbraham USA, 1 June, 2008. [Online]. Available at www.flodesign.org/pdf/fdwt200801.pdf.
- [2] P. Lissaman, "Energy Effectiveness of Arrays of Wind Energy Conversion Systems", Technical Report AV FR 7058, Aerovironment Inc., Pasadena, California, 1977.
- [3] P. Lissaman, G. Gyatt, A. Zalay, "Numeric – Modelling Sensitivity Analysis of the Performance of Wind – Turbine Arrays", Technical Report UC-60, Aerovironment Inc., Pasadena, California, 1982.
- [4] P. Lissaman, "Energy effectiveness of arbitrary, array of wind turbines", AIAA paper 79-0114; 1979.
- [5] G. C. Larsen, "A Simple Wake Calculation Procedure", Risø National Laboratory, Department of Meteorology and Wind Energy, Scientific report, Risø-M-2760, 1988.
- [6] J. Ainslie, "Calculating the Flow Field in the Wake of Wind Turbines"; *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 27, pp. 213-224, 1988.
- [7] J. Ainslie, "Development of an Eddy Viscosity Model for Wind Turbine Wakes"; Proceedings of the 7th BWEA Wind Energy Conference, Oxford 1985.
- [8] N. O. Jensen, "A Note on Wind Generator Interaktion", Technical Report RISO-M-2411, Denmark, Nov. 1983.
- [9] H. G. Beyer, B. Lange und H. P. Waldl, "Modelling Tolls for Wind Farm Upgrading", Proceedings of the DEWEK 96 Conference; Wilhelmshaven, Deutschland 23. – 24. Oct. 1996.
- [10] D. R. VanLuvanee, "Investigation of Observed and Modeled Wake Effects at Horns Rev using WindPRO", Master Thesis, Technical University of Denmark, Aug. 2006. [Online]. Available at www.fm.mek.dtu.dk/English/Publications/Masterthesen.aspx.
- [11] H. G. Beyer, H. P. Waldl, "Modellierung des Leistungsverhaltens von Windparks", Final report, Carl-von-Ossietzky Univ. Oldenburg, Dec. 1995.
- [12] K. Rudion, "Aggregated modelling of wind farms", Ph.D. dissertation, Otto-von-Guericke-Univ. Magdeburg, Magdeburg, 2008.

Die Eingangswindgeschwindigkeit beträgt bei diesem Szenario 14,5 m/s. Es kann festgestellt werden, dass die Windgeschwindigkeit der WT1 mit steigendem Azimutwinkel von γ_1 , sinkt, die Windgeschwindigkeiten der WT2 und WT3 jedoch ansteigt, in Folge dessen auch die gesamte Energieausbeute zunimmt.

Die Ergebnisse der Energiegesamtproduktion in Abhängigkeit vom Azimut-Winkel γ_1, γ_2 werden in Tabelle II und Tabelle III dargestellt.

Wie man sehen kann, ist die Energieerzeugung am höchsten, wenn die Azimut-Winkel beider WT 14° betragen (Abbildung 6). Im Gegensatz zu Winkelstellungen von 0° erreicht man eine Steigerung der Energieausbeute von etwa 20%. Mit weiterer Erhöhung des Azimut-Winkels vermindert sich der Energieertrag. Die vorliegenden Ergebnisse sind sehr optimistisch, da während der Berechnung einige Parameter nicht berücksichtigt werden. In der Realität ist es zu erwarten, dass die Werte etwas geringer ausfallen.

V. ZUSAMMENFASSUNG

Die in dieser Arbeit aufgeführte OYAP-Methode und die daraus abgeleiteten Berechnungen und Ergebnisse veranschaulichen das Potential zur Ertragsteigerung der

Statische und transiente Stabilität in Arealnetzen

Johannes Weidner

Abstract—Elektrische Energie wird zunehmend durch dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) bereitgestellt. Dadurch werden die konventionellen Großkraftwerke mit ihren direkt einspeisenden Synchrongeneratoren verdrängt. Diese gewährleisten durch ihre Bereitstellung der Systemdienstleistungen die Frequenz- und Spannungsstabilität des Energieversorgungssystem. Es bedarf Analyseverfahren, welche die kompensierenden Effekte der DEA aufzeigen und bewerten können. Es zeigt sich, dass das Erweiterte Knotenpunktverfahren dafür eine geeignete Grundlage bietet.

Index Terms—power system stability, distributed power generation

I. EINLEITUNG

DIESER Bericht beschreibt die Modellierung von Verteilnetzen und zeigt Verfahren auf, mit denen die statische und die transiente Stabilität von dort installierten Erzeugungsanlagen untersucht werden können. Es wird dabei das natürliche Verhalten der Betriebsmittel ohne überlagerte Wirk- und Blindleistungsregelung modelliert.

Verteilnetze müssen gesondert betrachtet werden, weil viele Eigenschaften der klassischen Stabilitätsbetrachtung aus dem Höchstspannungsnetz nicht übertragbar sind. Das betrifft das R/X-Verhältnis der Betriebsmittel, welches eine signifikante Größe annehmen kann, die geringe Vermaschung der Netze, welche sowohl das Zusammenfassen von Netzbereichen erschwert, als auch die Kopplung der Generatoren schwächt und die Art der einspeisenden Generatoren. In Verteilnetzen werden hier meist Asynchrongeneratoren oder Umrichter verwendet. Im Übertragungsnetz erfolgt die Einspeisung mit direkt gekoppelten Synchrongeneratoren.

A. Statische Stabilität

Die statische Stabilitätsanalyse untersucht die Kleinsignalstabilität von Erzeugungsanlagen im Energieversorgungssystem und beurteilt die Stabilität des Arbeitspunktes im linearisierten System [2]. Ergebnis der Untersuchung sind die sich im System ausbildenden Eigenwerte, welche eine Aussage über dessen Eigenfrequenzen und deren Dämpfung liefern. Um die statische Stabilität immer zu gewährleisten muss eine Stabilitätsreserve eingehalten werden. Ist die Dämpfung einer Eigenfrequenz nicht ausreichend stark, klingt die tatsächlich

Diese Arbeit entstand im Rahmen des Forschungsverbundes Energie Niedersachsen (FEN).

J. Weidner ist Mitarbeiter am Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Gottfried Leibniz Universität Hannover, (weidner@iee.uni-hannover.de).

angeregte Schwingung im System nicht schnell genug ab. Dies kann in Folge zu Überbeanspruchungen von Betriebsmitteln führen.

B. Transiente Stabilität

Größere Änderungen im System führt zu Ausgleichsvorgängen. Die Untersuchung zur transienten Stabilität betrachtet die Kohärenz der Erzeugungsanlagen während solcher Vorgänge im nichtlinearen System [3]. Als Extremfall wird der dreipolige Kurzschluss gewählt. Kehren die Maschinen nach Abschaltung des Fehlers wieder in den Anziehungsbereich eines statisch stabilen Arbeitspunktes zurück ist das System transient stabil. Eine Instabilität würde, bis zur Schutzabschaltung, zu einer starken Beanspruchung von Betriebsmitteln führen.

II. SYSTEMMODELLIERUNG

Die Systemmodellierung stützt sich auf das Erweiterte Knotenpunktverfahren (EKPV) [4]. Dieses bildet auf der Seite des elektrischen Netzes ein Knotenspannungsgleichungssystem, welches über gesteuerte Quellen mit einem Zustandsgleichungssystem der angeschlossenen Betriebsmittel gekoppelt ist. Es bietet die Möglichkeit, nichtlineare Systeme zu beschreiben. Im Folgenden wird ein ohmsch-induktives Verteilnetz nach Abbildung 1 vorausgesetzt. Ein Mittelspannungsnetz mit fünf Knoten K_i wird hier in zwei Stichen über einen Transformator T von einem Hochspannungsnetz N gespeist. An den Knoten sind ohmsch-induktive Verbraucher V von je 300 kW und Erzeuger G angeschlossen. In einem ersten Szenario S1 wird zusätzlich zum Generator in Knoten A ein Generator mit unterschiedlichen Bemessungsleistungen an Knoten B installiert. Im zweiten Szenario S2 geschieht dies ebenfalls an den Knoten C und D.

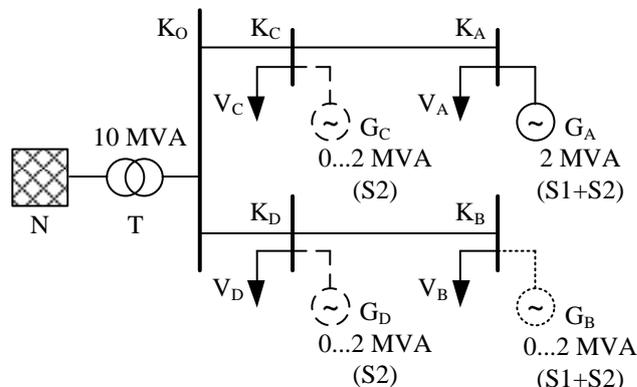


Abbildung 1: Beispielnetzes für die Szenarien S1 und S2

Die Formulierung der Gleichungssysteme erfolgt, wenn nicht anders angegeben, mit Raumzeigern in ruhenden

Koordinaten. Eine zeitvariante Größe \underline{g} bildet einen Raumzeiger nach der Form $\underline{g} = [\underline{g} \ \underline{g}^* \ \underline{g}_h]^T$. Zur vereinfachten Darstellung der Gleichungssysteme wird die Matrix \underline{j} eingeführt.

$$\underline{j} = \begin{bmatrix} j & 0 & 0 \\ 0 & -j & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

A. Elektrisches Netz

Das elektrische Netz koppelt die Differenzialgleichungssysteme der Erzeugungsanlagen und Verbraucher. Es wird auf der Verteilnetzebene als ohmsch-induktives Netz simuliert. Die einzelnen Betriebsmittel stellen sich dann als Reihenschaltung aus einem Widerstand, einer Induktivität und einer gesteuerten Spannungsquelle dar. Zustandsgrößen sind die Ströme in den Induktivitäten.

Enthalten \underline{R}_L die Widerstände und \underline{G}_L die inversen Reaktanzen aller Betriebsmittel in der elektrischen Ersatzschaltung und beschreibt die Matrix \underline{K}_{LL} die Verknüpfung der Betriebsmittel mit den Knoten, dann lässt sich die zeitliche Änderung der Ströme als Raumzeiger in einem ruhenden Koordinatensystem wie folgt berechnen [4].

$$\dot{\underline{i}}_L = \omega_0 \underline{G}_L \left(\underline{K}_{LL}^T (\underline{K}_{LL} \underline{G}_L \underline{K}_{LL}^T)^{-1} \underline{K}_{LL} \underline{G}_L - \underline{E} \right) \cdot (\underline{R}_L \dot{\underline{i}}_L + \underline{u}_{qL}) \quad (2)$$

Die quasistationäre Betrachtung der Ströme und Spannungen ist für Untersuchung zur Maschinenstabilität zulässig und bei der Berechnung großer Netzbereiche, zur Reduktion der Rechenzeit, auch zweckmäßig. Die Differenzialgleichung der Ströme entfällt in diesem Fall und wird durch ein stationäres Knotenspannungsgleichungssystem ersetzt. Die inneren Spannungsquellen sind eine Funktion der inneren Zustandsgrößen der Betriebsmittel \underline{z}_L und der Ströme $\dot{\underline{i}}_L$. Ist diese Abhängigkeit nach der Form $\underline{u}_{qL} = \underline{M}_i(\underline{z}_L) \cdot \dot{\underline{i}}_L + \underline{M}_z(\underline{z}_L)$ linear mit dem Strom, kann die Berechnung ohne Iteration erfolgen.

$$\dot{\underline{i}}_L = \left(\underline{j} \underline{G}_L - \left(\underline{K}_{LL}^T (\underline{K}_{LL} \underline{G}_L \underline{K}_{LL}^T)^{-1} \cdot \underline{K}_{LL} \underline{G}_L - \underline{E} \right) \cdot (\underline{R}_L + \underline{M}_i) \right)^{-1} \left(\underline{K}_{LL}^T (\underline{K}_{LL} \underline{G}_L \underline{K}_{LL}^T)^{-1} \underline{K}_{LL} \underline{G}_L - \underline{E} \right) \cdot \underline{M}_z \quad (3)$$

B. Synchrongenerator

Zur Beschreibung eines Synchrongenerators werden die Läuferdrehzahl ω_{LF} , der Läuferwinkel ϑ_{LF} und die Läuferflussverkettungen $\underline{\Psi}_F$, $\underline{\Psi}_D$ und $\underline{\Psi}_Q$, welche zum Vektor $\underline{\Psi}_{LF}$ zusammengefasst werden, als Zustandsgrößen gewählt. Die Berechnung der Maschine erfolgt in Park-Koordinaten in einem mit Läuferdrehzahl rotierenden Koordinatensystem. Die Transformation von Raumzeigern in dieses Koordinatensystem erfolgt über die Matrix \underline{T}_{RP} .

$$\underline{T}_{RP} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ -j & j & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} e^{-j\vartheta_{LF}} & & \\ & e^{j\vartheta_{LF}} & \\ & & 1 \end{bmatrix} \quad (4)$$

Die Parameter eines Synchrongenerators lassen sich in einer Reihe von Matrizen zusammenfassen, deren Zusammensetzung sich nach [5] ergibt. Wichtig ist, dass die Matrix $\underline{\Omega}_p$ die Zustandsgröße ω_{LF} enthält. Die Quellenspannung des Synchrongenerators im EKPV bildet sich unter Berücksichtigung der Erregungsspannung $\underline{u}_{err} = [u_F \ 0 \ 0]^T$.

$$\underline{u}_{qL} = \underline{T}_{RP} \cdot (\underline{K}_{SL} \underline{u}_{err} + \underline{K} \underline{R}_{LL} \underline{T}_{RP}^{-1} \dot{\underline{i}}_L + (\underline{\Omega}_p \underline{K} - \underline{K} \underline{H}_{LL}) \cdot \underline{K}_K \underline{\Psi}_{LF}) \quad (5)$$

Die zeitliche Änderung der inneren Zustandsgrößen wird durch ein nichtlineares Gleichungssystem beschrieben. Dabei entspricht m_m dem mechanischen Antriebsmoment der Turbine an der Welle.

$$\underline{K}_K \underline{\Psi}_{LF} = \underline{R}_{LL} \underline{T}_{RP}^{-1} \dot{\underline{i}}_L - \underline{H}_{LL} \underline{K}_K \underline{\Psi}_{LF} + \underline{K}_K \underline{u}_{err} \quad (6)$$

$$\dot{\omega}_{LF} = \frac{p}{J} \left(m_m + \frac{3p}{2\omega_{LF}} \left(\underline{\Omega}_p (\underline{L}_{SS} \underline{T}_{RP}^{-1} \dot{\underline{i}}_L + \underline{K}_{SL} \underline{\Psi}_{LF}) \right)^T \cdot \underline{T}_{RP}^{-1} \dot{\underline{i}}_L \right) \quad (7)$$

$$\dot{\vartheta}_{LF} = \omega_{LF} \quad (8)$$

C. Asynchrongenerator

Das Verhalten eines Asynchrongenerators kann durch die Zustandsgrößen Läuferdrehzahl ω_{LF} und Läuferflussverkettung $\underline{\Psi}_{LF}$, beschrieben werden. Die Quellenspannung ist dann proportional der zeitlichen Änderung der Läuferflussverkettungsänderung.

$$\underline{u}_{qL} = k_L \underline{\Psi}_{LF} \quad (9)$$

Für doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren wird die, auf die Ständerseite bezogene, Läufer Spannung $\underline{u}_{err} = [u_{LF} \ \underline{u}_{LF}^* \ 0]^T$ als Raumzeiger eingeführt. Für das Zustandsdifferenzialgleichungssystem gilt dann, ausgehend von der Modellierung nach [4] und unter Zuhilfenahme der Matrix $\underline{\Omega}$.

$$\underline{\Omega} = \begin{bmatrix} 0 & -\omega & 0 \\ \omega & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$\dot{\underline{\Psi}}_{LF} = k_{LF} \underline{R}_{LF} \dot{\underline{i}}_L + (\underline{j} \omega_{LF} - \underline{T}_{LF}) \cdot \underline{\Psi}_{LF} + \underline{u}_{err} \quad (11)$$

$$\dot{\omega}_{LF} = \frac{p}{J} \cdot \left(m_m + \frac{3p}{4\omega_{LF}} \cdot (\underline{\Omega} k_{LF} \underline{\Psi}_{LF})^T \cdot \dot{\underline{i}}_L \right) \quad (12)$$

D. Umrichter

Für die Modellierung von Umrichtern bedarf es bei Stabilitätsuntersuchungen in ausgedehnten Netzen eines Modells, das zum einen mit wenigen Zustandsgrößen auskommt und zum anderen einfach in das EKPV eingebunden werden kann. Dazu gehört eine maximal lineare

Abhängigkeit vom Strom \underline{i}_L . Die Modellierung wird deshalb an die Modelle der rotierenden Maschinen angelehnt. Dabei wird die Quellenspannung \underline{u}_{qL} direkt als Zustandsgröße verwendet und über eine schnelle I-Regelung auf einen kontinuierlich berechneten Sollwert $\underline{u}_{qL,soll}$ eingestellt. Dieser ist eine Funktion der gewünschten Wirk- und Blindleistung P und Q . Der Filter bildet die Impedanz $R + jX$.

$$\underline{u}_{qL,soll} = \underline{u}_L - (R + jX) \cdot \frac{2}{3} \cdot \frac{P - jQ}{\underline{u}_L^*} \quad (13)$$

Um eine Strombegrenzung auf den Bemessungsstrom i_r zu berücksichtigen, werden zunächst die Blindleistung und darauffolgend die Wirkleistung reduziert. Der Sollwert der Quellenspannung wird dann mit Hilfe der reduzierten Leistungsvorgaben P' und Q' berechnet. Eine zusätzliche Regelung für die Eingangswerte von P und Q könnte dieses Verhalten, z.B. zur Spannungsstützung, überschreiben.

$$Q' = \begin{cases} Q & \text{falls } \frac{2}{3} \left| \frac{P - jQ}{\underline{u}_L^*} \right| \leq i_r \\ 0 & \text{falls } \frac{2}{3} \left| \frac{P}{\underline{u}_L^*} \right| > i_r \\ \frac{Q}{|Q|} \sqrt{\left(\frac{3}{2} |\underline{u}_L| i_r \right)^2 - P^2} & \text{sonst} \end{cases} \quad (14)$$

$$P' = \begin{cases} P & \text{falls } \frac{2}{3} \left| \frac{P}{\underline{u}_L^*} \right| \leq i_r \\ \frac{P}{|P|} \frac{3}{2} |\underline{u}_L| i_r & \text{falls } \frac{2}{3} \left| \frac{P}{\underline{u}_L^*} \right| > i_r \end{cases} \quad (15)$$

Dieses Verhalten ist in Abbildung 2 für den Betrieb mit Bemessungsleistung, bei einem Leistungsfaktor von $\cos(\varphi_{soll}) = 0,9$ kapazitiv, dargestellt.

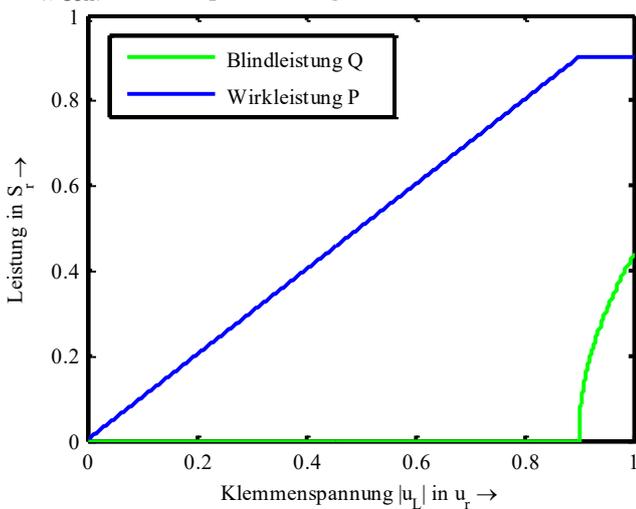


Abbildung 2: maximale stationäre Leistungsabgabe bei reduzierter Klemmenspannung und $\cos(\varphi_{soll}) = 0,9$ kap.

Die Änderung der Zustandsgröße ergibt sich aus der gemessenen Netzfrequenz ω_N und der Regelzeitkonstante T_q , welche die Annäherung des Istwertes an den Sollwert bewirkt.

Daraus resultiert ein PT1-Verhalten.

$$\dot{\underline{u}}_{qL} = \underline{j}\omega_N \underline{u}_{qL} + T_q^{-1} \cdot (\underline{u}_{qL,soll} - \underline{u}_{qL}) \quad (16)$$

III. STATISCHE STABILITÄT

A. Vorgehensweise

Zur Untersuchung der statischen Stabilität werden kleine Auslenkungen der Zustandsgrößen um den stationären Arbeitspunkt angenommen, damit anschließend eine Linearisierung des Systems um den Arbeitspunkt vorgenommen werden kann. Die inneren Zustandsgrößen werden zu einem Zustandsvektor \underline{z}_L zusammengefasst. Das linearisierte System kann dann mit der Systemmatrix \underline{J} beschrieben werden.

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\underline{i}}_L \\ \Delta \dot{\underline{z}}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \dot{\underline{i}}_L}{\partial \underline{i}} & \frac{\partial \dot{\underline{i}}_L}{\partial \underline{z}_L} \\ \frac{\partial \dot{\underline{z}}_L}{\partial \underline{i}} & \frac{\partial \dot{\underline{z}}_L}{\partial \underline{z}_L} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \underline{i}_L \\ \Delta \underline{z}_L \end{bmatrix} = \underline{J} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \underline{i}_L \\ \Delta \underline{z}_L \end{bmatrix} \quad (17)$$

Ist die Systemmatrix zeitinvariant kann über die Berechnung ihrer Eigenwerte $\underline{\lambda}$ eine Bestimmung Systemeigenfrequenzen ω und deren Dämpfungen σ erfolgen. Bei der Darstellung der rotierenden Zustandsgrößen in Raumzeigern kann die Matrix zeitvariant sein. Dann führt eine Transformation der Matrix in ein rotierendes Koordinatensystem oder in eine Eulersche Darstellung der betreffenden Zustandsgrößen zu einer zeitinvarianten Systemmatrix. Zur Untersuchung der Auswirkungen einer Änderung im System liefern die Änderungen der Eigenfrequenzen und vor allem die Änderung ihrer Dämpfung aussagekräftige Informationen. Zur besseren Veranschaulichung kann die Dämpfung einer Eigenfrequenz ω_i als Abklingzeit $T_i = -1/\sigma_i$ oder als Dämpfungsgrad ζ_i beschrieben werden.

$$\zeta_i = - \frac{\sigma_i}{\sqrt{\omega_i^2 + \sigma_i^2}} \quad (18)$$

In [1] wird ein Dämpfungsgrad größer 5 % als unkritisch angesehen.

B. Beispielrechnung

Im Beispielnetz (Abbildung 1) werden nacheinander zu einem Generator am Knoten A weitere Generatoren mit steigender Bemessungsleistung an den Knoten B bzw. C und D hinzugefügt. Das Schwingungsverhalten des vorhandenen Generators mit dem System wird dadurch beeinflusst.

Szenario S1

Zunächst wird zu einem Asynchrongenerator (2 MVA) an Knoten A ein weiterer Asynchrongenerator mit variierter Bemessungsleistung an Knoten B hinzugefügt. Abbildung 3 zeigt, dass sowohl die Systemeigenfrequenzen, als auch deren Dämpfung dadurch beeinflusst werden.

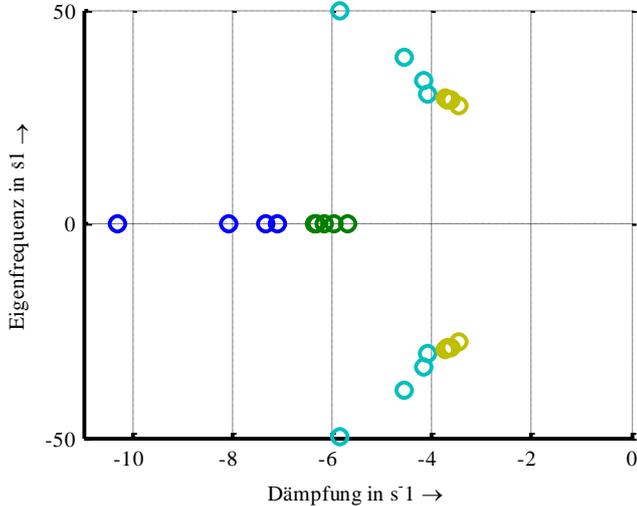


Abbildung 3: System eigenwerte für verschiedene Leistungen des zugebauten Generators an Knoten B

Neben der konstruktionsbedingten starken Abhängigkeit der zusätzlich entstandenen Eigenwerte von der Bemessungsleistung des zusätzlichen Generators (türkis und blau) ist für die bestehenden Eigenwerte (gelb und grün) ein Anstieg der Abklingzeitkonstanten um 0,8 % und 2,9 % zu verzeichnen (vgl. Abbildung 4).

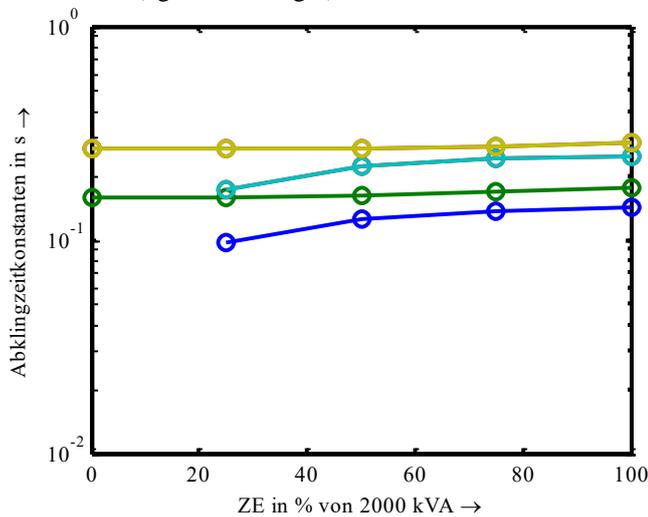


Abbildung 4: Veränderung der Abklingzeitkonstanten beim Anschluss eines weiteren Generators an Knoten B

In Abbildung 5 sind die Dämpfungsgrade der schwingungsfähigen konjugiert komplexen Eigenwerte dargestellt. Durch die starke Abhängigkeit der zusätzlichen Eigenfrequenzen von der Bemessungsleistung des Generators wird die verringerte Dämpfung überkompensiert und der Dämpfungsgrad steigt mit der Bemessungsleistung an. Der Effekt auf den Generator an Knoten A bleibt leicht negativ. Der Dämpfungsgrad wird um 0,2 Prozentpunkte reduziert.

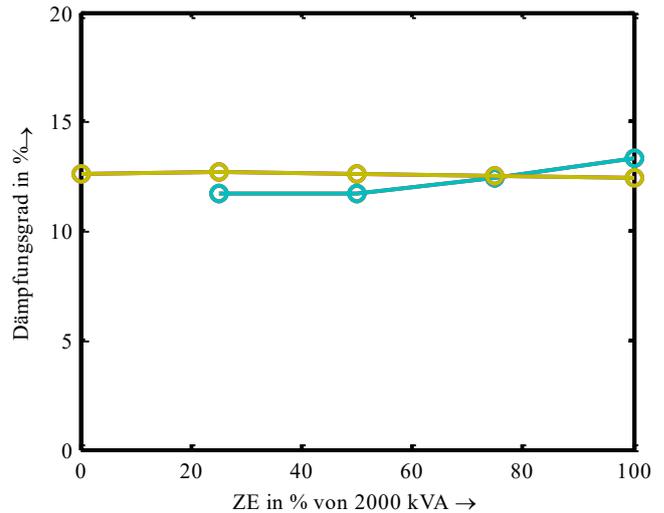


Abbildung 5: Veränderung des Dämpfungsgrades beim Zubau eines weiteren Generators an Knoten B

Szenario S2

Zu einem existierenden Asynchrongenerator (2 MVA) in Knoten A werden nun drei Generatoren mit steigender Leistung an den Knoten B, C und D installiert. In Abbildung 6 sind die zusätzlichen Eigenwerte rot eingefärbt. Es wird deutlich, dass der Effekt auf Generator A größer ist, als bei der Installationen von nur einem zusätzlichen Generator.

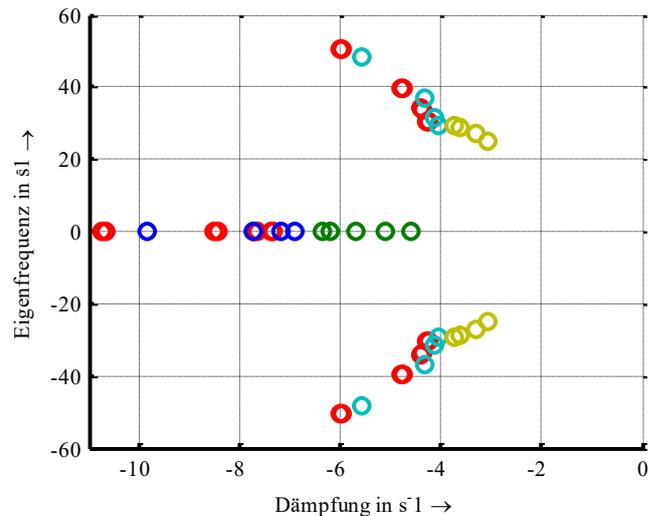


Abbildung 6: System eigenwerte bei drei zugebauten Generatoren mit steigender Bemessungsleistung

Die Dämpfungszeitkonstanten der bestehenden Eigenwerte (Abbildung 7) steigen mit 14 % und 23,5 % überproportional an.

Der Dämpfungsgrad (Abbildung 8) stabilisiert sich nach einer Reduktion um 0,4 Prozentpunkte, da die Eigenfrequenz dann proportional mit der Dämpfung abnimmt. Die Abweichung ist etwa doppelt so groß, wie in Szenario S1.

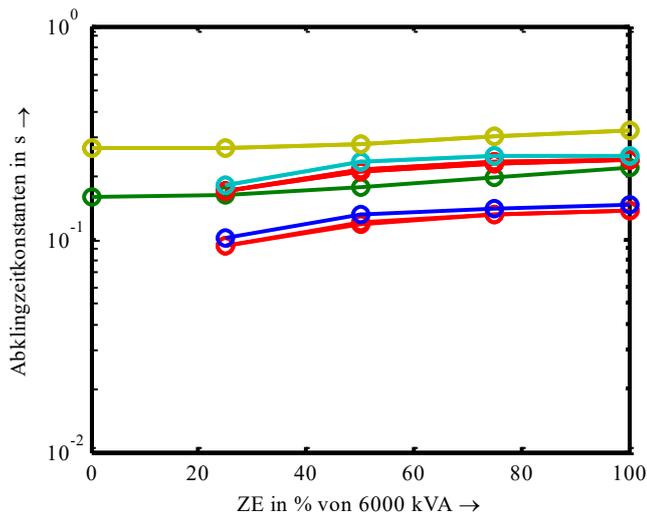


Abbildung 7: Abklingzeitkonstanten der Eigenwerte in Abhängigkeit von der zusätzlich installierten Summenleistung

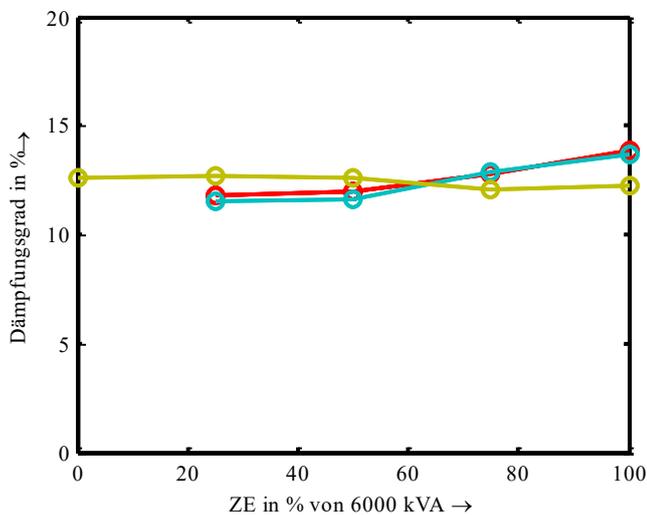


Abbildung 8: Dämpfungsgrad der Eigenwerte in Abhängigkeit von der zusätzlich installierten Summenleistung

Generatortypen

In den untersuchten Szenarien wird zusätzlich eine Variation der Generatortypen (Asynchrongenerator, Synchrongenerator, Umrichter) durchgeführt. Die Änderung des Dämpfungsgrades ist in Tabelle 1 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Dämpfung der bestehenden Eigenwerte durch den Zubau weiterer Maschinen im Allgemeinen verringert wird. Ausnahme ist der Zubau von Asynchrongeneratoren beim Betrieb eines Synchrongenerators. Ohne zusätzliche stabilisierende Maßnahmen wirkt sich die Kombination von Synchrongeneratoren besonders negativ aus. Der Zubau von Umrichtern hat, aufgrund des schnell geregelten Leistungsverhaltens, die geringsten Auswirkungen auf die Stabilität der bestehenden Maschine. Die Dämpfungsgrade im Beispielnetz liegen alle im unkritischen Bereich.

Tabelle 1: Dämpfungsgrad des schwingungsfähigen Eigenwertes vom Generator am Knoten A bei der Installation weiterer Generatoren

Dämpfungsgrad	Asynchrongenerator		Synchrongenerator		Umrichter	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Asynchrongenerator Knoten A ($\zeta_0 = 12,6\%$)	12,4 %	12,2 %	12,4 %	11,6 %	12,6 %	12,3 %
Synchrongenerator Knoten A ($\zeta_0 = 8,7\%$)	9,0 %	9,4 %	8,0 %	7,0 %	8,5 %	8,1 %

IV. TRANSIENTE STABILITÄT

A. Vorgehensweise

Ausgangspunkt für die Analyse der transienten Stabilität sind die Zeitverläufe der Zustandsgrößen in Folge eines Ausgleichsvorgangs. Bei den vorliegenden nichtlinearen Gleichungssystemen ist eine Linearisierung nur im aktuellen Arbeitspunkt und bei kleinen Schrittweiten möglich. Die Ermittlung der Zeitverläufe erfolgt deshalb über eine numerische Integration (siehe Abbildung 9). Eine variable Schrittweitenanpassung und angepasste Koordinatensysteme ermöglichen dabei deutliche Rechenzeitvorteile.

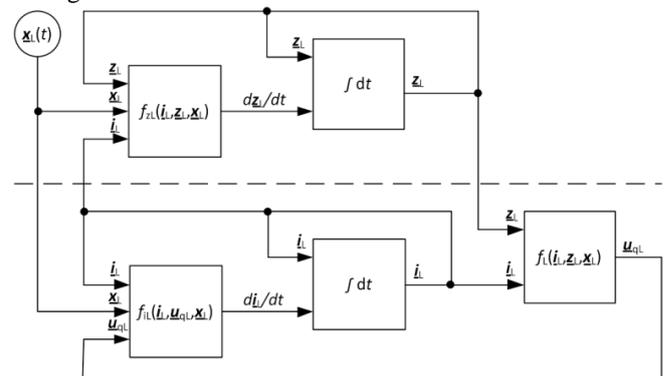


Abbildung 9: Ablaufdiagramm der numerischen Integration

In der klassischen Theorie lässt sich bei Vorliegen der Kohärenz der Polradwinkel auf die transiente Stabilität der Synchrongeneratoren schließen. Andere Generatortypen verfügen nicht über die Zustandsgröße Polradwinkel. Es zeigt sich aber, dass der Winkel der inneren Spannungsquellen \underline{u}_{qL} qualitativ denselben Verlauf aufweist und somit zur Analyse herangezogen werden können. Als Maß für die Veränderung der transienten Stabilität einer Maschine wird die maximale Auslenkung des Spannungswinkels gegenüber der konstanten Netzspannung gewählt.

B. Beispielrechnung

Im Beispielnetz (Abbildung 1) wird ein dreipoliger Fehler an der Sammelschiene O eingelegt. Die Fehlerdauer beträgt 100 ms und das Netz wird danach wieder in den Ausgangszustand zurückversetzt. Die beiden Stränge (Knoten A-C bzw. B-D) sind während dem Fehler entkoppelt.

Szenario S1

Befindet sich an Knoten A ein Synchrongenerator und an Knoten B ein Asynchrongenerator mit einer Leistung von 2 MVA ergeben sich unter der Annahme quasistationärer Ströme und Spannungen die Winkelverläufe nach Abbildung 10. Der Asynchrongenerator wird während des Ausgleichvorgangs mit $0,39\pi$ deutlich stärker ausgelenkt als der Synchrongenerator mit $0,20\pi$ und schwingt mit einer kleineren Frequenz in den neuen Zustand ein.

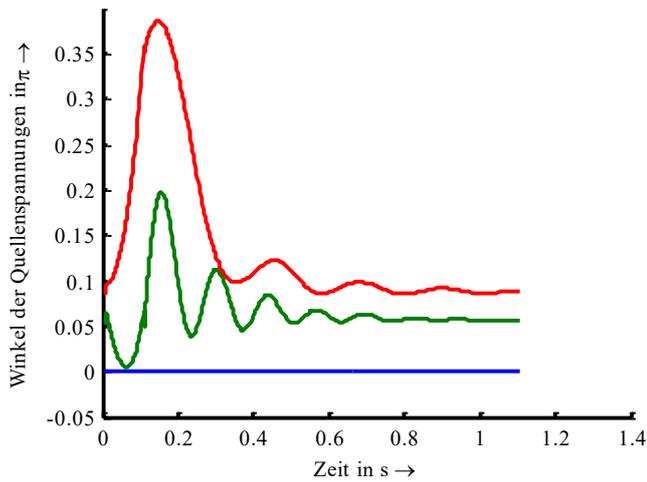


Abbildung 10: Zeitverläufe der Spannungswinkel von Asynchrongenerator (rot), Synchrongenerator (grün) und Netz (blau)

Die Wirkleistungsabgabe springt mit dem Fehlereintritt nicht sofort auf null, da der Fehlerstrom einen erheblichen Wirkleistungsbedarf auf den ohmsch-induktiven Leitungen generiert (vgl. Abbildung 11).

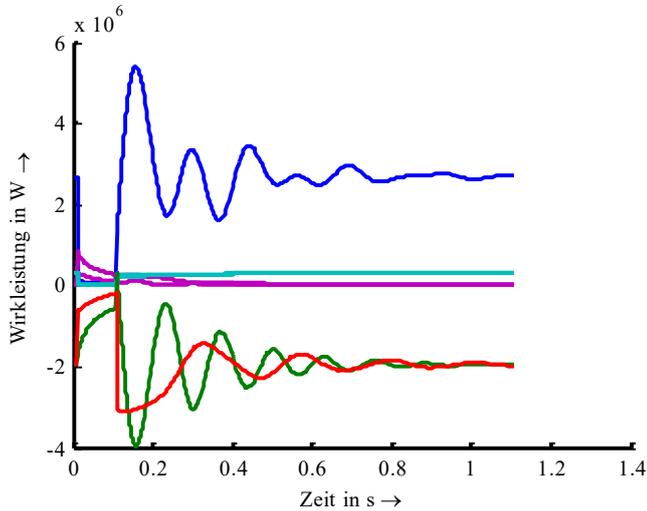


Abbildung 11: Zeitverläufe der Wirkleistungsaufnahme von Netz (blau), Lasten (türkis), Leitungen (lila), Asynchrongenerator (rot) und Synchron-generator (grün)

Im Wirkleistungs-Winkel-Verlauf wird das unterschiedliche Verhalten der beiden Maschinen deutlich. Die Leistungsauslässe sind beim Synchrongenerator größer, die Winkelauslenkung beim Asynchrongenerator. Die stärkere Winkelauslenkung führt dazu, dass der Asynchrongenerator eher instabil wird. Dies ist in diesem Szenario ab einer

Fehlerdauer von 130 ms der Fall. Der zugehörige Wirkleistungs-Winkel-Verlauf ist in Abbildung 13 dargestellt. Der Spannungswinkel findet nicht mehr in den Ausgangszustand zurück und abgegebene Wirkleistung sinkt gegen null.

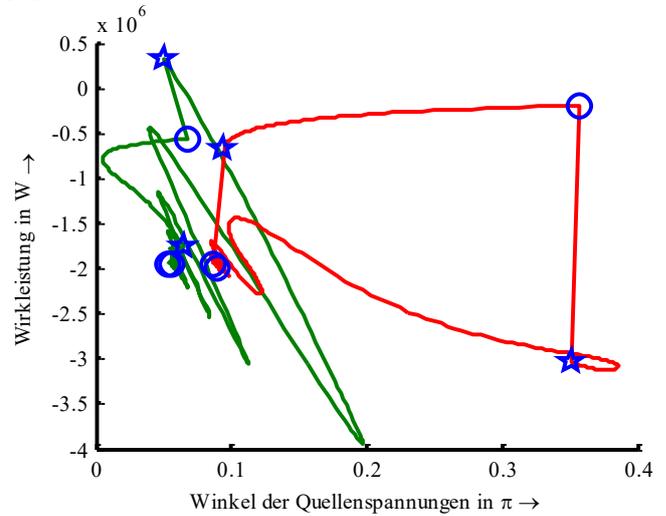


Abbildung 12: Wirkleistungs-Winkel-Verlauf von Asynchron- (rot) und Synchron-generator (grün) bei 100 ms Kurzschluss

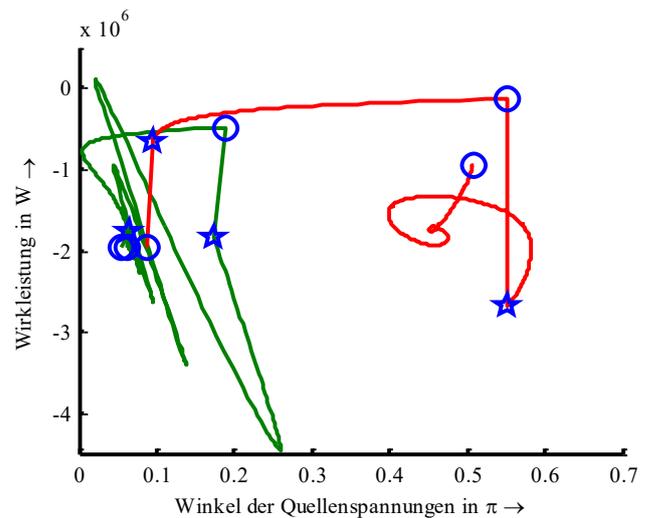


Abbildung 13: Wirkleistungs-Winkel-Verlauf von Asynchron- (rot) und Synchron-generator (grün) bei 130 ms Kurzschluss

Szenario S2

Sind im Beispielnetz mehrere Generatoren an einem Strang installiert kann gezeigt werden, wie sich benachbarte Generatoren auf die maximale Winkelauslenkung auswirken.

In Abbildung 14 sind dem Szenario S1 zwei weitere Asynchrongeneratoren an den Knoten C und D hinzugefügt. Aufgrund des geringeren Abstandes zur Fehlerstelle sollten die Winkelauslenkungen dieser Generatoren größer sein als die Auslenkung des Asynchrongenerators in Knoten B. Das dies auf den Asynchrongenerator C nicht zutrifft ist auf das stützende Verhalten des Synchrongenerators A am selben Strang zurückzuführen.

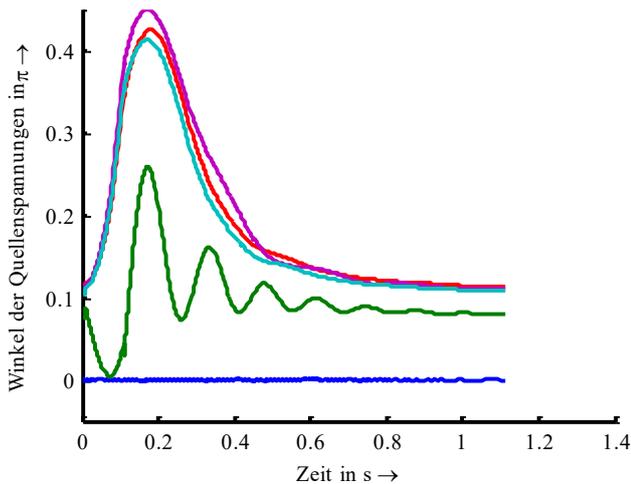


Abbildung 14: Winkelverläufe von Synchrongenerator A (grün), Asynchron-generator B (rot), Asynchron-generator C (türkis) und Asynchron-generator D (lila)

Sind die Generatoren an Knoten C und D Umrichter, passen sie den Betrag und die Phasenlage ihrer inneren Spannungsquelle schnell der am Knoten gebildeten Restspannung an, um den Ausgangsstrom zu begrenzen. Die Rückwirkung auf die benachbarten Generatoren ist dann vernachlässigbar klein (siehe Abbildung 15).

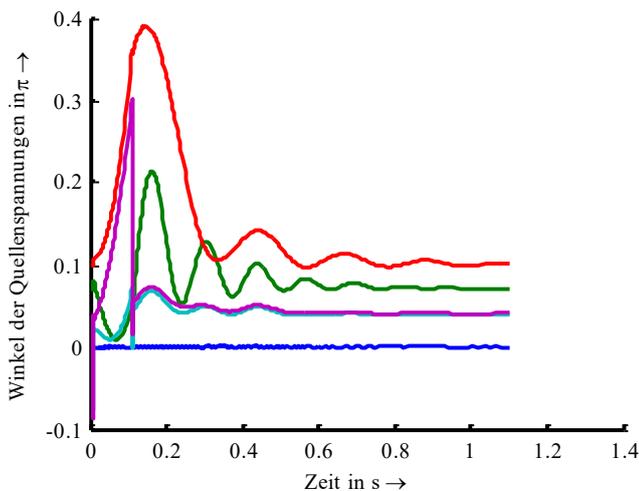


Abbildung 15: Winkelverläufe von Synchrongenerator A (grün), Asynchron-generator B (rot), Umrichter C (türkis) und Umrichter D (lila)

Generatortypen

Es gilt in guter Näherung, dass Maschinen die in Strängen installiert sind welche während des Fehlers vom betrachteten Strang getrennt sind, keine Auswirkung auf die maximale Winkelabweichung der Maschinen im betrachteten Strang haben. Deshalb werden in Tabelle 2 nur die Maschinen eines Stranges mit den Knoten A und C betrachtet. Es wird deutlich, dass Umrichter auch in anderen Kombinationen einen vernachlässigbaren Einfluss auf benachbarte Maschinen haben. Auch Asynchrongeneratoren haben meist nur einen kleinen Einfluss auf benachbarte Generatoren. Nur die Existenz eines Synchrongenerators im Strang kann die transiente Stabilität der benachbarten Generatoren wesentlich

verbessern. Dies geschieht dann zu Lasten der eigenen transienten Stabilität.

Tabelle 2: maximale Winkelabweichung in Abhängigkeit von Maschinenkombination und Position im Strang

Maximale Winkelabweichung	DZE am selben Strang (A oder C)		
	Asynchron-generator	Synchron-generator	Umrichter
Synchron-generator in A (ohne C 0,22 π)	0,26 π	0,27 π	0,22 π
Synchron-generator in C (ohne A 0,26 π)	0,24 π	0,21 π	0,26 π
Asynchron-generator in A (ohne C 0,39 π)	0,40 π	0,35 π	0,40 π
Asynchron-generator in C (ohne A 0,44 π)	0,45 π	0,41 π	0,44 π
Umrichter in A	0,36 π	0,21 π	-
Umrichter in C	0,30 π	0,08 π	-

V. ZUSAMMENFASSUNG

Neue Rahmenbedingungen verlagern zeitweise große Teile der Erzeugung in die Verteilnetzebene. Deshalb müssen die systemstützenden Anforderungen an die dezentralen Erzeugungsanlagen überdacht werden. Grundlage dafür sind Modelle und Analyseverfahren zur Stabilitätsuntersuchung in Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzen. Diese müssen die, im Unterschied zur Theorie aus der Höchstspannungsebene, andere Netzstruktur, das R/X-Verhältnis der Betriebsmittel und andere Maschinentypen, wie Asynchrongeneratoren und Umrichter abbilden können.

In einem kleinen Mittelspannungsbeispielnetz konnte für das natürliche Verhalten von Generatoren gezeigt werden, dass zusätzliche Erzeuger den Dämpfungsgrad bestehender Eigenschwingungsmoden in den meisten Fällen verringern. Eine Verletzung kritischer Grenzen wurde in diesem Netz nicht festgestellt. Bei Ausgleichsvorgängen wirken sich die Schwungmassen und das R/X-Verhältnis des Netzes positiv auf die Stabilität der Maschinen aus. Für die transiente Stabilität der Maschinen ist es vorteilhaft, wenn ein Generator Synchronmaschinenverhalten aufweist. Die Kombination mehrerer Synchrongeneratoren kann jedoch zu negativen Effekten führen. Asynchrongeneratoren haben den Nachteil, dass sie früher instabil werden. Im Gegensatz dazu können Umrichter nicht instabil werden. Grund ist die Strombegrenzung zum Schutz der Leistungselektronik, die aber auch zu hohen Leistungsgradienten auf der Erzeugerseite führt. Die Stabilität anderer Maschinen wird durch Umrichter nur geringfügig beeinflusst.

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Breulmann, H., Grebe, E., "Analysis and Damping of Inter-Area Oscillations in the UCTE/CENTRAL Power System", CIGRE 38-113, Session 2000.
- [2] Kundur, P., "Power System Stability and Control", Tata McGraw-Hill, New York, 2007.
- [3] Oswald, B. R., Siegmund, D., „Berechnung von Ausgleichsvorgängen in Elektroenergiesystemen“, Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1991
- [4] Oswald, B. R., „Berechnung von Drehstromnetzen“, Vieweg + Teubner Verlag, Wiesbaden, 2009.
- [5] Hofmann, L., „Effiziente Berechnung von Ausgleichsvorgängen in ausgedehnten Elektroenergiesystemen“, Shaker Verlag, Aachen, 2003.



J. Weidner (1984) geboren in Berlin studierte von 2003 bis 2008 Elektrotechnik mit der Fachrichtung Elektrische Energieversorgung an der Technischen Universität Dresden. Zurzeit ist er Mitarbeiter am Institut für Energieversorgung und Hochspannungs-technik der Leibniz Universität Hannover. Sein Forschungsschwerpunkt ist die Stabilität in Elektroenergiesystemen bei vermehrter dezentraler Einspeisung.

Analysis of power system low-frequency oscillations using wavelet transforms

José. L. Rueda

Abstract-- This paper is concerned with the exploitation of the multi-resolution properties embedded in the continuous wavelet transform concept and their application to the analysis of power system low-frequency oscillations. Special emphasis is given to estimation of modal frequencies and damping ratios as well as to monitoring and detection of nonstationarities from power system ringdowns based on complex Morlet wavelet-basis functions. The benefits of wavelet-based modal identification are supported by the application to simulated and measured signal records.

Index Terms-- Low-frequency oscillations, modal identification, small-signal stability, power system ringdowns, wavelet transform.

I. INTRODUCTION

MANY power systems worldwide are often forced to operate closer to their security limits due to several factors, such as greater competition between agents, market pressures, reduced generation reserve margins, lack of transmission expansion, and bulk power exchanges over long distances, to name a few. These factors increase the possible sources of system disturbances, thus increasing system vulnerability to small-signal stability problems as evidenced in recent literature [1]. Most of these problems usually manifest as poorly damped, sustained or growing inter-area oscillations, typically in the range of 0.1 to 2.0 Hz, which can potentially led to unstable system operation with major consequences including grid breakups and widespread blackouts [2].

Much work has been directed towards the development of methodological approaches for identification of critical oscillatory modes (OMs), namely model-based methods and measurement-based methods. Model-based methods (e.g. linear-analysis based eigenanalysis) are considered off-line methods, since they depend on approximate data and modeling processes. By contrast, measurement-based methods rely on actual response of a power system (i.e. signal records obtained from system measurements or from time domain simulations). Thus, these methods are of interest for monitoring and analysis power system low-frequency oscillations (LFEOs) in real time [3].

To date, there are several measurement-based methods that can be applied to extract modal parameters from power system ringdown signals. Among these are the so-called linear

methods, which encompass Prony methods, Hankel matrix methods, matrix pencil methods, Fourier methods and iterative methods. Nonlinear methods, on the other hand, encompass Hilbert-Huang techniques, and sliding window statistical approaches [4]. Previous performance comparisons between some of the aforesaid methods have been documented in [5]-[8].

The wavelet transform constitutes an alternative mathematical tool for modal identification since it is particularly appropriate in recognizing the features of a signal in both time and frequency domains. As of this writing, the discrete wavelet transform has been widely used as a preprocessing tool for time-location analysis of transients in signal records [9]. With regard to applications of the continuous wavelet transform (CWT) in power systems, past studies have focused on supervision of system disturbances [10], monitoring of system oscillations [11], and analysis of resonance phenomena in distribution networks [12]. However, further research is still needed for better exploitation of the wavelet transform concept in order to properly identify critical OMs. In this connection, this paper addresses the use of the Morlet CWT in the analysis of power system low-frequency oscillations (LFOs), namely in estimation of modal frequencies and damping ratios as well as in monitoring and detection of their nonstationarities.

The organization of the paper is as follows: Section II introduces some theoretical background about CWT. Next, the implementation of a Morlet CWT-based approach is described in Section III. Test results are provided in Section IV. Finally, conclusions are given in Section V.

II. BACKGROUND THEORY

A. Continuous wavelet transform

The CWT of a continuous time signal $f(t)$ is expressed by the following inner product in the Hilbert space [13]:

$$W_h f(a, b) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) h^* \left(\frac{t-b}{a} \right) dt \quad (1)$$

where a is a dilation or scaling factor, b is a translation or time shift factor, and $h^*(t)$ is complex conjugate of a mother-wavelet function $h(t)$.

It should be noted that the CWT is the sum over all time of the signal $f(t)$ multiplied by scaled, shifted versions of the mother wavelet (i.e. the son wavelets). Hence, the CWT possesses localization properties in both time and frequency

J. L. Rueda is with the Department of Electrical Power Systems, University Duisburg-Essen, Duisburg, 47057, Germany (e-mail: jose.rueda@uni-duisburg-essen.de).

domains and consequently provides valuable information about $f(t)$ at different levels of resolution and measures the similarity between $f(t)$ and each son wavelet [14]. This indicates that the CWT can be employed for feature discovery by selecting a suitable mother-wavelet function. The mother-wavelet function constitutes a window function in both frequency and time domains [15]. Moreover, the ability of multi-resolution in the CWT can automatically filter out the noise from $f(t)$, and thus no additional filters are needed [16].

B. Mother wavelet basis function

The effectiveness of CWT-based modal identification is strongly determined by proper choice of the mother wavelet function [17]. There are several different types of mother wavelet functions satisfying the admissibility condition, such as the Mexican hat, Gabor and Morlet, which can be selected according to the nature of the signal to be analyzed. It has been demonstrated that the complex Morlet wavelet is appropriate for the analysis of ringdown signals due to its capabilities in time-frequency localization for analytical signals [18]. This property is especially useful for modal identification purposes as demonstrated in several applications reported in civil and in mechanical engineering for the analysis of multi-degree of freedom systems [16]. In this paper, the complex Morlet wavelet is formulated as shown below:

$$h(t) = e^{j2\pi f_c t} e^{-\frac{t^2}{f_b}} \quad (2)$$

where f_c is the wavelet central frequency parameter and f_b is a bandwidth parameter that controls the shape of the wavelet.

The Fourier transform of $h(t)$ and its dilated form are given by

$$\hat{h}(\omega) = \sqrt{2\pi} e^{-\frac{(\omega - 2\pi f_c)^2}{2}} \quad (3)$$

$$\hat{h}(a\omega) = \sqrt{2\pi} e^{-\frac{(a\omega - 2\pi f_c)^2}{2}} \quad (4)$$

Note that $\hat{h}(a\omega)$ is maximum at $a\omega = 2\pi f_c$ and the complex Morlet wavelet can be considered as a linear bandpass filter whose bandwidth is proportional to $1/a$ or to the central frequency [19]. Besides, it can be interpreted that only the i -th oscillatory mode is strongly related to the scale $a = \frac{2\pi f_c}{\omega}$ [18].

The energy spectrum of $h(t)$ is shown in Fig. 1 for a fixed $f_c = 0.2$ Hz and for f_b equal to 2 and 10 Hz. Note that there is no zero frequency component when $f_b = 10$, which implies that admissibility condition is satisfied. Besides, this indicates that an important value of f_b gives a narrower spectrum thus allowing a better resolution for the detection of low frequency OMs.

III. MORLET CWT-BASED APPROACH

Power system ringdown signals characterizing LFEOs can be represented mathematically by a sum of damped sinusoids, each one having the following form [20]:

$$x(t) = Me^{-\alpha t} \cos(\omega t + \theta) = A(t) \left[\frac{e^{j(\omega t + \theta)} + e^{-j(\omega t + \theta)}}{2} \right] \quad (5)$$

where $A(t) = Me^{-\alpha t}$ and t denotes time. The exponential decay constant α and the angular frequency ω correspond to the real and the imaginary components, respectively, of the i -th OM expressed as $s = \alpha + j\omega$. M is the mode relative amplitude and θ is the mode phase shift.

By substituting (5) into (1), the Morlet CWT of $x(t)$ is expressed as

$$W_h x(a, b) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{\infty} A(t) \left[\frac{e^{j(\omega t + \theta)} + e^{-j(\omega t + \theta)}}{2} \right] h^* \left(\frac{t-b}{a} \right) dt \quad (6)$$

If the amplitude $A(t)$ is expanded using Taylor series and then truncated at the first term around $t=b$ (i.e. the point where the son wavelet reaches its maximum), one can obtain

$$W_h x(a, b) = \frac{M}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-\alpha b} \left[\frac{e^{j(\omega t + \theta)} + e^{-j(\omega t + \theta)}}{2} \right] h^* \left(\frac{t-b}{a} \right) dt \quad (7)$$

By substituting $r = \frac{t-b}{a}$, $dt = a dr$ and substituting (2) into (7)

$$W_h x(a, b) = \frac{\sqrt{a} M e^{-\alpha b}}{2} \int_{-\infty}^{\infty} \left[e^{j[\omega(ar+b)+\theta]} + e^{-j[\omega(ar+b)+\theta]} \right] e^{-j2\pi f_c r} e^{-\frac{r^2}{f_b}} dr \quad (8)$$

By completing the square on the exponential arguments in (8) and after solving the integral

$$W_h x(a, b) = \frac{\sqrt{\pi a f_b} M e^{-\alpha b}}{2} \left[e^{-\frac{f_b}{4}(2\pi f_c - a\omega)^2 + j(b\omega + \theta)} + e^{-\frac{f_b}{4}(2\pi f_c + a\omega)^2 - j(b\omega + \theta)} \right] \quad (9)$$

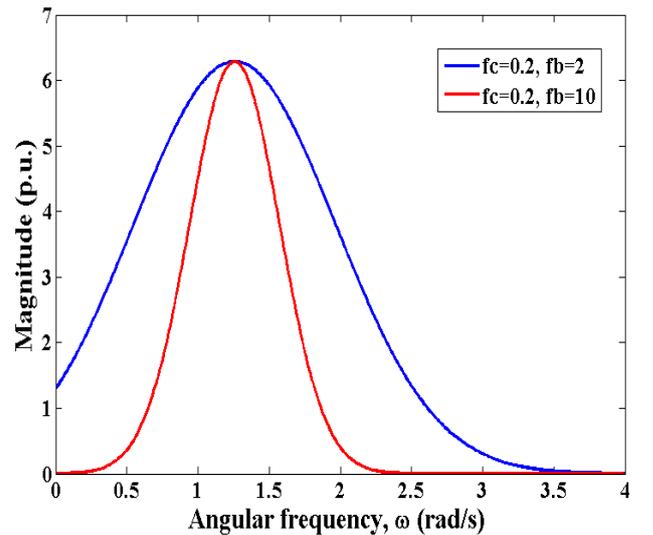


Fig. 1. Energy spectra of the complex Morlet wavelet.

Let $\phi = j(b\omega + \theta) + \pi a f_b f_c \omega$, then

$$W_h x(a, b) = \frac{\sqrt{\pi a f_b} M e^{-ab}}{2} e^{-\frac{f_b}{4} [(2\pi f_c)^2 + a^2 \omega^2]} (e^\phi + e^{-\phi}) \quad (10)$$

If $\phi = j(b\omega + \theta) + \pi a f_b f_c \omega$, then $|e^\phi| \gg |e^{-\phi}|$ and $W_h x(a, b)$ can be approximated by

$$\begin{aligned} W_h x(a, b) &= \frac{\sqrt{\pi a f_b} M e^{-ab}}{2} e^{-\frac{f_b}{4} [(2\pi f_c)^2 + a^2 \omega^2]} (e^\phi) \\ &= \frac{\sqrt{\pi a f_b} M e^{-ab}}{2} e^{-\frac{f_b}{4} (a\omega - 2\pi f_c)^2 + j(b\omega + \theta)} \end{aligned} \quad (11)$$

If the i -th OM related to the k -th scale gives a significant contribution to (11), the term $e^{-\frac{f_b}{4} (a\omega - 2\pi f_c)^2}$ obtains its maximum at $a_k = \frac{2\pi f_c}{\omega}$, consequently

$$W_h x(a, b) = \frac{\sqrt{\pi a f_b} M e^{-ab}}{2} e^{j(b\omega + \theta)} \quad (12)$$

By substituting t for b , (12) is rewritten in the form of time-varying amplitude and phase angle

$$W_h x(a_k, t) = \frac{\sqrt{\pi a_k f_b} M e^{-\alpha t}}{2} e^{j(\omega t + \theta)} \quad (13)$$

Note that the real and the imaginary part of the i -th OM can be estimated from the logarithm of the modulus and the phase of the CWT, respectively. Thus

$$\ln |W_h x(a_k, t)| = -\alpha t + \ln \left(\frac{\sqrt{\pi a_k f_b} M}{2} \right) \quad (14)$$

$$\arg [W_h x(a_k, t)] = \omega t + \theta \quad (15)$$

Subsequently, the real part, the imaginary part, the relative amplitude and phase shift of the i -th OM can be computed by applying linear regression analysis to a set of data given by $\left[(W_h x(a_k, b_1), b_1), \dots, (W_h x(a_k, b_m), b_m) \right]$

$$\alpha = - \frac{m \sum_{i=1}^m b_i \ln |W_h x(a_k, b_i)| - \sum_{i=1}^m b_i \sum_{i=1}^m \ln |W_h x(a_k, b_i)|}{m \sum_{i=1}^m b_i^2 - \left(\sum_{i=1}^m b_i \right)^2} \quad (16)$$

$$\omega = - \frac{m \sum_{i=1}^m b_i \arg |W_h x(a_k, b_i)| - \sum_{i=1}^m b_i \sum_{i=1}^m \arg |W_h x(a_k, b_i)|}{m \sum_{i=1}^m b_i^2 - \left(\sum_{i=1}^m b_i \right)^2} \quad (17)$$

The frequency and damping ratio of the i -th OM are given by $f = \frac{\omega}{2\pi}$, and $\zeta = \frac{-\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + \omega^2}}$, respectively.

It is worthwhile to mention that modal parameter changes can be detected by analyzing the slopes of logarithm of the modulus and phase of the CWT, since the straight line fits

with $\ln |W_h x(a_k, t)|$ and $\arg [W_h x(a_k, t)]$ versus time can capture a mode damping change and a mode frequency change within a certain time window, respectively.

CWT-based analysis of a single-mode signal can be readily extended to multiple-mode signals by considering that CWT constitutes a time-frequency signal decomposition procedure that allows decoupling of signal individual modal components. The key idea is to choose a scaling factor a_k that maximizes the son wavelet, so that the frequency window covers only the mode associated with a_k while all the other modes and the signal noise are automatically filtered out. Also, for all modes of interest, the linear regression analysis is to be performed as well as for the single-mode signal case.

IV. TEST RESULTS

Two different signal records are used to demonstrate the feasibility of the use of Morlet CWT for modal identification. For this purpose, several routines have been written in Matlab. Prony analysis is performed using the Dynamic System Identification Toolbox (DSI) [21].

A. Simulated signal

Morlet CWT-based modal identification is firstly tested with a three area-six machine benchmark power system (TASM) obtained by modifying the two area-four machine dynamic test system widely used for stability studies [22]. The single line diagram is depicted in Fig. 2. All generators are modeled using the subtransient model and equipped with fast static exciters, power system stabilizers (PSSs), and a simple thermal turbine-governor system. This system exhibits five OMs: one inter-area mode, in which the generating units G1 and G2 oscillate against G3 and G4, a second inter-area mode in which G5 and G6 oscillate against the rest of the system, and three local modes, one in each area, associated with the oscillations of the generating units within each area.

Due to its topology, the inter-area modes are easily excited by assuming a 4% step in the exciter reference voltages of the synchronous machines connected at buses 1, 11, and 21. Also, a 2% load increase at buses 4, 14 and 24 is applied at 20 s in order to induce nonstationarities in the small signal stability performance of the system. Time domain simulations are accomplished using the functions of the Power System Toolbox (PST) [23]. Ringdown data in the form of active power flow on the line 101-13 is shown in Fig. 3, which also reflects the effect of PSSs on system damping.

The 2D wavelet contour map depicted in Fig. 4 characterizes the time-frequency behavior of the dominant low-frequency OMs that appear in the signal shown in Fig. 3. It is pointed out that the f_c is approximated to be near the typical system modal frequencies (e.g. 0.2 – 0.8 Hz) since the scalogram of the Morlet CWT of a signal with dominant LFEs will produce relatively large wavelet coefficients at scales where the oscillation in the wavelet correlates best with the low frequency signal features. Moreover, Morlet wavelets with low values of f_c contain only a few significant oscillations within a Gaussian window. This improves the location

detection capabilities of the Morlet CWT [19]. Besides, f_b is set to 25 since an important value of f_b provides a suitable resolution for the detection of low frequency oscillatory modes and also precludes non-fulfillment of the admissibility condition. The magenta colors represent maximum values and the red colors represent minimum values of the magnitude of the wavelet coefficients, which, in turn, provides an indication of mode damping. Note that there is a predominance of an inter-area mode with frequency around 0.54 Hz, which indeed constitutes the most poorly damped and dominant mode. Besides, note that changes in mode frequency damping occur at approximately $t=20$ s (see the upper green portion in the figure) as a consequence of the aforesaid load step increase. Furthermore, there is evidence of another inter-area mode with frequency around 0.81 Hz in the 0-20 s period but, by contrast, it is hardly observable in the subsequent 20 min period since it is more heavily damped by the system. The Morlet CWT-based identification results for the 20-s intervals prior and subsequent to the detrimental changes in damping and frequency are summarized in Table I, comparing with the results obtained with linear eigenanalysis and Prony analysis. It can be seen that the sole Morlet CWT-Modal identification provides estimates of modal frequencies and damping ratios with an acceptable level of accuracy

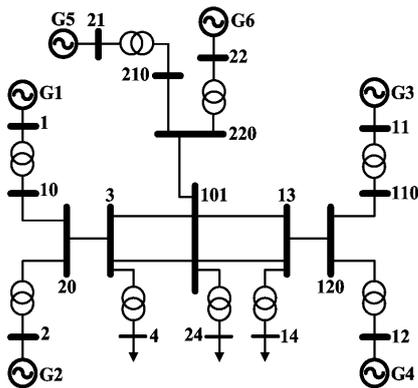


Fig. 2. Three area-six machine power system.

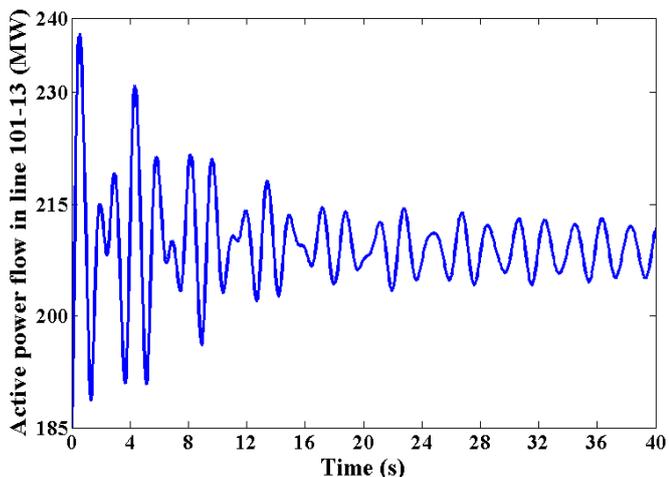


Fig. 3. TASM - Simulated ringdown data. Sampling rate=20 Hz.

TABLE I
IDENTIFIED MODAL PARAMETERS FOR THE SIMULATED RINGDOWN SIGNAL

	0-20 s			20-40 s		
	Linear analysis	Morlet CWT	KT Prony	Linear analysis	Morlet CWT	KT Prony
f_1 (Hz)	0.5421	0.5419	0.5499	0.5159	0.5163	0.5157
ζ_1 (%)	2.5165	2.5168	2.5259	5.0065	5.0069	5.0064
f_2 (Hz)	0.8142	0.8144	0.8140	0.7749	0.7747	0.7551
ζ_2 (%)	4.4991	4.4948	4.4987	12.1040	11.9356	12.1032

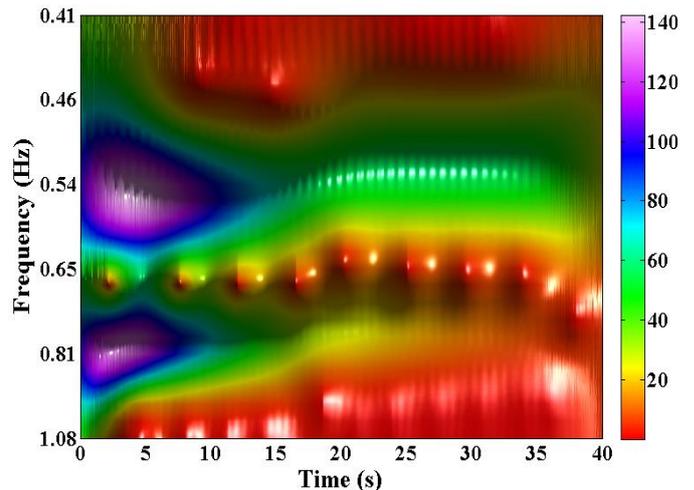


Fig. 4. 2D contour map of the Morlet CWT magnitude for the simulated ringdown signal with $f_c=0.8$, and $f_b=15$.

B. Measured signal

Data was obtained from [21], corresponding to growing oscillations that occurred in the Western Systems Coordinating Council (WSCC) system on August 10, 1996. A record of the real power flowing on a transmission line is shown in Fig. 5.

The contour plot of the Morlet CWT magnitude for this signal is shown in Fig. 6. Note that the peak around the frequency of 0.22 Hz becomes wider over time, indicating that a low frequency oscillatory mode is becoming considerably more dominant in this system time-response as the transient progresses. Fig. 7 and Fig. 8 show the magnitude and phase plots of the Morlet CWT, respectively. Visual inspection of Fig. 7 indicates a prominent change in mode damping at around $t=80$ s whereas a slight change in mode frequency can be seen in Fig. 8. The resulting estimates for the straight line segments in the 20-s intervals prior and subsequent to the damping and frequency change are summarized in Table II, which are in agreement with regard to results from Prony analysis.

V. CONCLUSIONS

In this paper, an approach to the analysis LFEOs based on CWT is presented. The complex Morlet CWT is employed to decouple power system ringdown signals into single OMs in order to estimate their frequencies, damping ratios as well as

to monitor and to detect nonstationarities. By using different signals, the Morlet CWT-based approach has demonstrated to be a viable alternative tool for modal identification. However, further research is still needed for better exploitation of the wavelet transform concept with regard to modal identification of ringdown signals containing very dense modes, possible adverse implications of end-effects of CWT on identification accuracy and noise sensitivity.

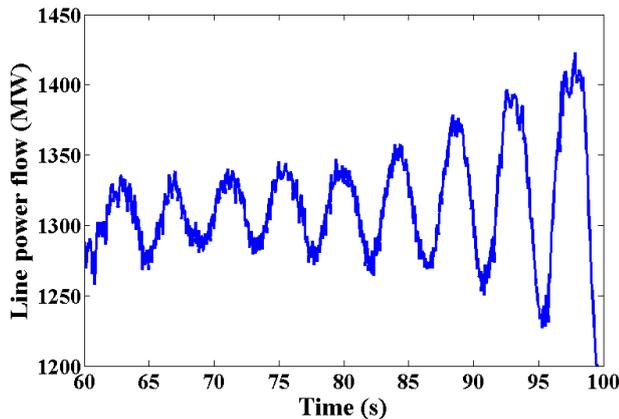


Fig. 5. Power flow recording - August 10, 1996 WSCC system. Sampling rate = 20 Hz.

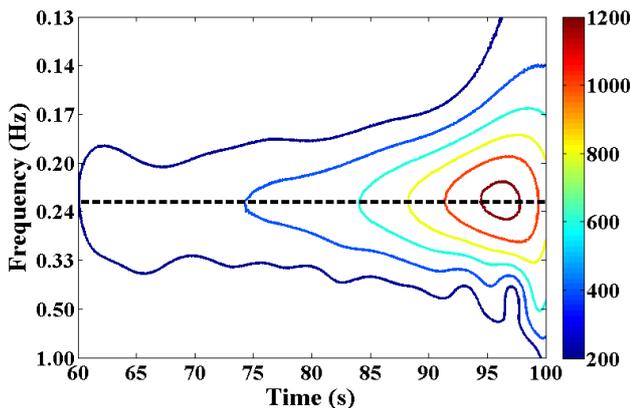


Fig. 6. Contour plot of the Morlet wavelet transform magnitude for the measured power flow signal record with $f_c=0.23$, and $f_b=14$.

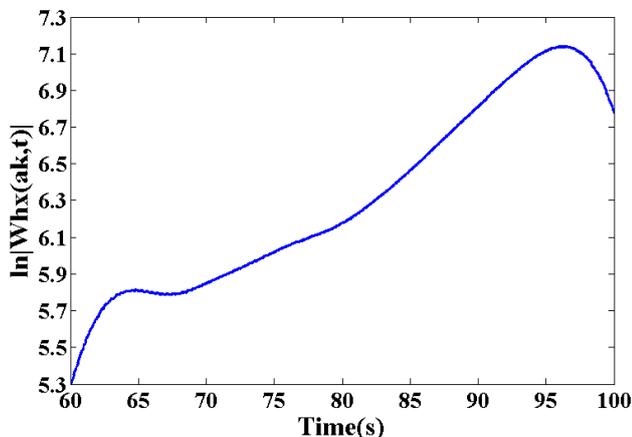


Fig. 7. Magnitude plot of the Morlet wavelet transform for the measured power flow signal record with $a_k=21$, $f_c=0.23$, and $f_b=14$.

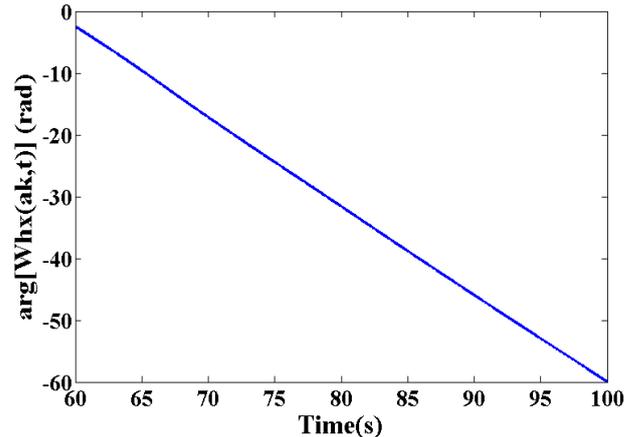


Fig. 8. Phase plot of the Morlet wavelet transform for the measured power flow signal record with $a_k=21$, $f_c=0.23$, and $f_b=14$.

TABLE II
IDENTIFIED MODAL PARAMETERS FOR THE MEASURED POWER FLOW SIGNAL

Time interval (s)	Method	f (Hz)	ζ (%)
70 - 75	Prony	0.2359	-2.6395
	Morlet CWT	0.2314	-2.4732
85 - 90	Prony	0.2262	-4.5101
	Morlet CWT	0.2269	-4.9199

VI. REFERENCES

- [1] S. Zhu, Y. Zhang, D. Le, and A. A. Chowdhury, "Understanding stability problems in actual system - Case studies," IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-6, 2010.
- [2] L. Grigsby, Power system stability and control, Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2007.
- [3] J.F. Hauer, D.J. Trudnowski, and J.G. DeSteese, "A Perspective on WAMS Analysis Tools for Tracking of Oscillatory Dynamics," in Proc.2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting,, pp. 1-10.
- [4] A.R. Messina, Inter-area Oscillations in Power Systems. New York: Springer, 2009.
- [5] J.J. Sanchez-Gasca, and J.H. Chow, "Performance comparison of three identification methods for the analysis of electromechanical oscillations", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, Aug. 1999, pp. 995 – 1002.
- [6] T. J. Browne, V. Vittal, G. T. Heydt, and A. R. Messina, "A comparative assessment of two techniques for modal identification from power system measurements", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 3, Aug. 2008, pp. 1408 – 1415.
- [7] D.J. Trudnowski, J.W. Pierre, N. Zhou, J.F. Hauer, and M. Parashar, "Performance of Three Mode-Meter Block-Processing Algorithms for Automated Dynamic Stability Assessment", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 2, May 2008, pp. 680 – 690.
- [8] M. Glickman, P. O'Shea, and G. Ledwich, "Estimation of Modal Damping in Power Networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 3, Aug. 2007, pp. 1340-1350.
- [9] C. A. Juárez, J.L. Rueda, and D.G. Colomé, "Location and processing of PMU measurements for real time identification of electromechanical oscillations in electrical power systems", Argentina-Chile Binational Meeting of Young Researchers of the Bicentenary, Valparaíso, Chile, Nov. 2010. (In Spanish).
- [10] S. Huang, C. Hsieh, and C. Huang, "Application of Morlet wavelets to supervise power system disturbances," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 14, no. 1, pp. 235 – 243, Jan.1999.
- [11] S. Bruno, M. De Benedictis, and M. La Scala, " Taking the pulse of Power Systems: Monitoring Oscillations by Wavelet Analysis and Wide Area Measurement System," in Proc. 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, pp. 436 – 443.

- [12] K. Hur, and S. Santoso, "Estimation of System Damping Parameters Using Analytic Wavelet Transforms," *IEEE Transactions Power Delivery*, vol. 24, no. 3, pp. 1302-1309, July 2009.
- [13] S. Mallat., *A Wavelet Tour of Signal Processing*. San Diego: Academic Press, 1998.
- [14] W. J. Staszewski, "Identification of Damping in MDOF systems using Time-scale Decomposition," *Journal of Sound and Vibration*, vol. 203, no. 2, pp. 283-305, June 1997.
- [15] J. C. Goswami, and A. K. Chan, *Fundamentals of Wavelets: Theory, Algorithms, and Applications*. New York: John Wiley & Sons, 1999.
- [16] S. Chen, J. Liu, and H. Lai, "Wavelet analysis for identification of damping ratios and natural frequencies," *Journal of Sound and Vibration*, vol. 323, no. 1, pp. 130-147, March 2009.
- [17] P. Kang, and G. Ledwich, "Estimating power system modal parameters using wavelets," in *Proc. 1999 Fifth International Symposium on Signal Processing and its Applications*, pp. 563-566.
- [18] B.F. Yan, A. Miyamoto, and E. Brühwiler, "Wavelet Transform-based Modal Parameter Identification Considering Uncertainty," *Journal of Sound and Vibration*, vol. 291, no. 1-2, pp. 285-301, March 2006.
- [19] P. S. Addison, J. N. Watson, and T. Feng, "Low-Oscillation Complex Wavelets," *Journal of Sound and Vibration*, vol. 254, no. 4, pp. 733-762, July 2002.
- [20] A.R. Messina, *Inter-area Oscillations in Power Systems*. New York: Springer, 2009.
- [21] BPA/PNNL. Dynamic System Identification Toolbox. [Online]. Available: ftp://ftp.bpa.gov/pub/WAMS_Information/
- [22] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: Mc.Graw-Hill, 1994.
- [23] J. Chow, and G. Rogers. Power system toolbox version 3.0, Ontario: Cherry Tree Scientific Software, 2008. [Online]. Available: <http://www.eagle.ca/~cherry/>

VII. BIOGRAPHIES



José L. Rueda was born in 1980. He received the Electrical Engineer diploma from the Escuela Politécnica Nacional (EPN), Quito, Ecuador, in 2004, and the Ph.D. degree in electrical engineering from the Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, in 2009. From September 2003 till February 2005, he worked in Ecuador, in the fields of industrial control systems and electrical distribution networks operation and planning. Currently, he is working as a research at the Institute of Electrical Power Systems sponsored by a scholarship from the

University Duisburg-Essen. His current research interests include power system stability and control, system identification, power system planning, probabilistic and artificial intelligent methods, and wind power.

Frequency Responses of MV voltage transformers in the range of 50 Hz to 10 kHz

M. Klatt, J. Meyer, M. Elst

Abstract – Voltage quality plays an important role in modern distribution networks. One voltage quality parameter is harmonic distortion. Voltage harmonics in MV-networks are measured in most cases by using installed inductive voltage transformers (IVT). The accuracy of these transformers for frequencies above nominal frequency (50Hz or 60Hz) is usually not known. The paper presents a systematic analysis of the frequency-dependent accuracy of these IVTs for harmonic measurements in the frequency range up to 10 kHz and its dependency from different factors and operating conditions.

After an overview of possible factors that influence the frequency response, the used measurement equipment and methodology is described. The frequency responses of more than 85 IVT's with rated primary voltages between 10 kV and 35 kV were measured and analysed. The significance of each influencing factor to the frequency response is discussed and finally a frequency-dependent measurement uncertainty range for 20 kV IVTs is proposed.

This paper was published at the ICHQP 2010 in Bergamo.

Index Terms – voltage transformers, frequency response, power system harmonics, power quality, measurement errors

I. INTRODUCTION

Power quality covers voltage quality and current quality. Both vary with time and measurement site. One important power quality parameter is the waveform distortion. It is quantified by individual harmonics and the total harmonic distortion (THD) that includes all individual harmonics up to a defined number. Harmonic emissions are mainly caused by installations with non-linear impedance characteristic or equipment that include power electronics. During the last decades all efforts were mainly focused on the lower order harmonics in the frequency range up to 2 kHz/2.5 kHz. Due to the increased use of equipment generating harmonic components with higher frequencies (e.g. self-commutating inverters in PV installations), the considered range has to be extended to frequencies higher than 2 kHz consequently. Activities on this field increase continuously. For example IEC SC77A started the work on compatibility levels covering the frequency range from 2-9 kHz. However lots of questions related to higher frequency harmonics (e.g. propagation, summation, ...) are still not answered. To cover future requirements and contribute to these activities in this paper the frequency response of IVTs is analysed up to 10 kHz.

Harmonic currents cause harmonic voltages at the network harmonic impedance. These voltage harmonics may disturb other installations connected to the grid and have therefore to be limited. Several standards define compatibility levels or planning levels for voltage harmonics (e.g. IEC 61000-2-2, 61000-2-12, 61000-3-6). Furthermore in Europe the product standard EN 50160 [1] specifies voltage harmonic levels that have to be guaranteed by the network operators at all public supply points in LV-, MV- and since 3rd edition (ratified in March 2010) also in HV-grids up to 150 kV.

Network operators, customers and regulators carry out more and more power quality measurements including harmonic measurements in all voltage levels [2]. Usually measurement equipment with high accuracy (e.g. according to IEC 61000-4-30 [3] class A) is used. The easiest way to connect the measurement equipment in MV- and HV-networks is using the installed IVTs. The accuracy of the measurements then depends significantly on the accuracy of these instrument transformers. IEC 61000-4-30 defines accuracy requirements for the measurement equipment only. It explicitly excludes the instrument transformers accuracy. The standard EN 60044-2 for IVTs does also not define accuracy limits for frequencies other than the rated frequency. It is therefore not possible to specify an overall accuracy for harmonic measurements. Furthermore any kind of transients containing a wide harmonic spectrum (e.g. voltage sags due to faults, commutation notches, etc.) are also affected.

In the literature only a few publications deal with the frequency response of IVTs (e.g. [4]-[6]). However all of them show significant differences between rated ratio (at rated frequency) and the ratio at higher frequencies. The differences are caused by resonances within the IVT and have to be taken into account.

The interest of all parties involved (distribution network operators, equipment certifiers or regulators) in accurate harmonic measurements increases. More and more requests to instrument transformer manufacturers and standardisation bodies confirm this trend. IEC TC38/AHG41 has started the work on a Technical Report covering the accuracy of instrument transformers for power quality measurements including harmonics. It is furthermore imaginable that requirements for instrument transformer accuracy at frequencies other than the rated frequency are included in future editions of the relevant standards.

II. FACTORS OF INFLUENCE ON FREQUENCY RESPONSE

First a detailed review of factors that may influence the frequency response was carried out. The review is based more on the qualitative analysis of experiences than on e.g. equivalent circuits. The identified factors are classified into 3 main categories:

- a) Influences based on construction
 - Rated voltage at primary side U_{pri}
 - Manufacturing tolerances
 - Type design tolerances
 - Compound material
- b) Influences based on operating conditions
 - Burden value
 - Operating temperature
 - Distance to metallic housings
 - Primary and secondary impedance conditions
- c) Influences based on measurement methodology
 - Feeding direction of test signal (e.g. primary to secondary side or vice versa)
 - Amplitude of the test signal
 - Kind of change of test parameters (e.g. step vs. ramp for frequency change)

It should be pointed out that the list of impact factors is probably not complete and further factors may have to be added in future. In a next step the significance of the influence of these factors on the frequency response of IVTs is analysed systematically. Therefore a powerful measurement system has to be developed.

III. MEASUREMENT SYSTEM

In general the measurement system has to be flexible, light-weighted, mobile and automated. The developed system (Fig. 1) consists of 4 main parts (a) to (d).

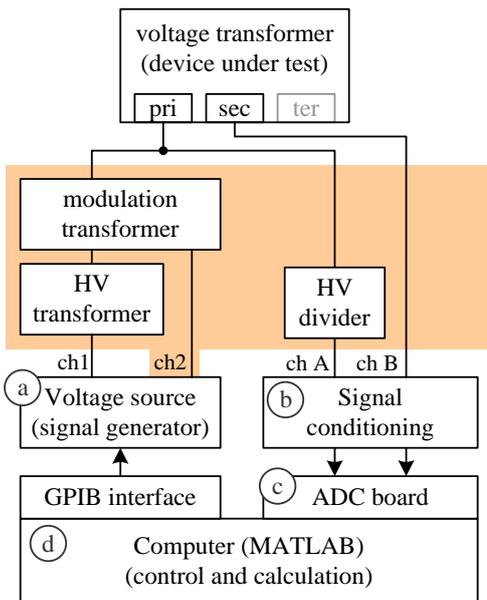


Fig. 1. Schema of test setup (LV-test: without red highlighted modules; HV-test including red highlighted modules)

- (a) Voltage source for test signal generation
- (b) Signal conditioning modules providing isolation and adaption of the measurement signal to the input range of the digitizing board
- (c) Analog/Digital conversion board for data acquisition
- (d) Computer with MATLAB to control the overall process and calculate the frequency response

The measurement system samples with 100 kSamples per channel. The signal conditioning modules have built-in Anti-Aliasing-Filters and are set automatically to the optimum measurement range before data recording. The overall channel-to-channel accuracy was verified by a calibrator. It's better than 0.25 % for signal amplitudes from some mV to 100 V and signal frequencies from 25 Hz to 10 kHz.

Due to the significant better handling most of the measurements are carried out with low test signal amplitudes of about 15 Vpp (referred to as LV-test). Such small amplitudes don't represent the typical conditions in the grid very well. Therefore selected IVT's were measured using a more complex setup (Fig. 1 including red highlighted modules). A higher frequency component is added via a specially designed modulation transformer (flat frequency response up to 10 kHz) to a fundamental component at nominal amplitude (e.g. 20 kV/ $\sqrt{3}$). The mixed signal is generated by a 2-channel signal generator. The fundamental component is stepped up via a HV transformer. This setup is referred to as HV-test (Fig. 1 and Fig. 2).

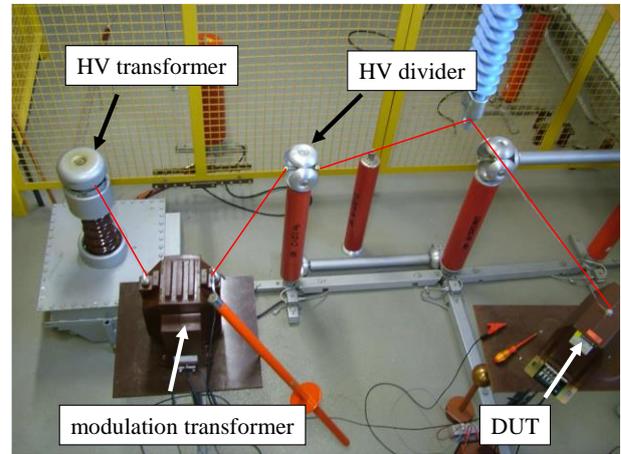


Fig. 2. HV-part of HV-test setup (cf. to Fig. 1)

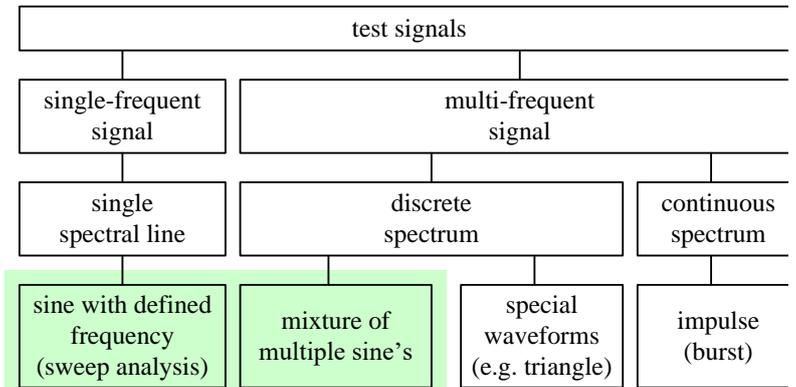


Fig. 3. Classification of possible test signals

IV. MEASURING METHODOLOGY

Different ways exist to generate the test signal (Fig. 3). Detailed tests showed, that the sweep method offers the best signal-to-noise ratio and therefore the best accuracy. Multi-frequent signals can provide significantly shorter test times, but due to the small amplitudes at higher frequencies (e.g. triangle or rectangular waveforms) the reachable accuracy is lower compared to the sweep method. For the measurements only sweep methods were used, because longer measurement times were acceptable at this project stage.

For LV-tests a single component signal with 15Vpp was applied. For HV-test the signal consists of two frequency components: a fundamental component with nominal voltage and a swept component with a voltage level of about 10 % of fundamental component. Each sweep starts at a predefined frequency. The frequency is stepwise increased up to 10 kHz. The frequency step size adaptively changes due to the differences in amplitude between two consecutive measurement points. The adaptive step control assures that even small resonances are measured with a sufficient frequency resolution and improves the measurement time.

For each measurement point the following steps are processed:

1. Simultaneous acquisition of about 100 periods of primary voltage $u_{pri}(t)$ and secondary voltage $u_{sec}(t)$
2. Calculation of complex Fourier transform for both voltage samples
3. Calculation of amplitude and angle for the considered frequency (no harmonic grouping is applied)
4. Calculation of normalized ratio $nr(f)$ at the considered frequency f

$$nr(f) = \frac{U_{sec}(f)/U_{pri}(f)}{\left(\frac{U_{sec}}{U_{pri}}\right)_{rated}} \quad (1)$$

5. Calculation of phase angle difference at the considered frequency f

$$\Delta\varphi = \varphi_{sec} - \varphi_{pri} \quad (2)$$

Phase angle differences are not considered at the moment, because in most cases only voltage harmonic levels have to be evaluated (e.g. EN 50160). If e.g. harmonic power flow has to

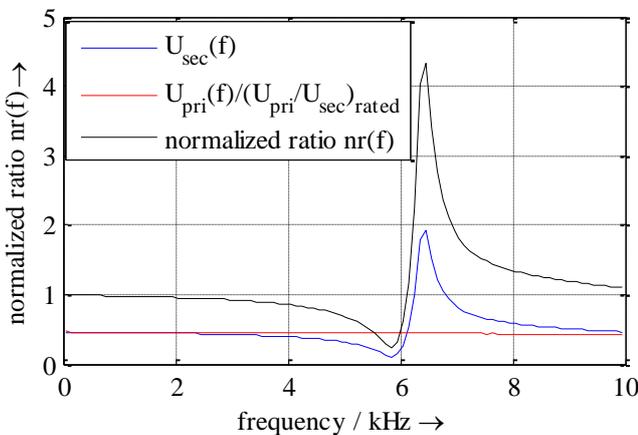


Fig. 4. Amplitude of measured voltages U_{pri} (normalized) and U_{sec} and resulting normalized ratio $nr(f)$

be analysed, in addition to magnitude accuracy also phase angle accuracy becomes important.

Depending on the value of the ratio $nr(f)$ the harmonic measurement values have to be interpreted according to Table I. Fig. 4 gives a graphical illustration of $nr(f)$ and the corresponding measurement values at primary and secondary side of the IVT (primary voltage is related to secondary side for better presentation).

TABLE I
RELEVANCE OF $nr(f)$ - VALUES FOR HARMONIC MEASUREMENTS

$nr(f) = 1$	Real value equals the measured value (best case)
$nr(f) > 1$	Real value is lower than the measured value (conservative case)
$nr(f) < 1$	Real value is higher than the measured value (critical case)

Sometimes true rms-values are used for the calculation of transformer ratio, which is possible under special circumstances, but has several disadvantages. First of all the application of rms-values is limited to single-frequent signals. Furthermore noise or unwanted distortion of test signal may influence the accuracy of the results. The calculation of phase angle is not always possible with the accuracy that can be achieved by FFT based calculation. Last but not least each power quality measurement device has to calculate the harmonic levels by using a non-windowed FFT (cf. IEC 61000-4-7). Therefore only FFT based approaches should be used for measurement of the frequency response of instrument transformers, if accuracy for power quality measurements has to be analysed.

V. MEASUREMENT RESULTS

The basic idea of the project is to give grid operators simple criteria to determine the accuracy of their installed IVT's for harmonic measurements above rated frequency. Therefore the influence of the factors according to chapter II is systematically analysed by measuring the frequency response of multiple IVT's. In this paper only the dominating inductive

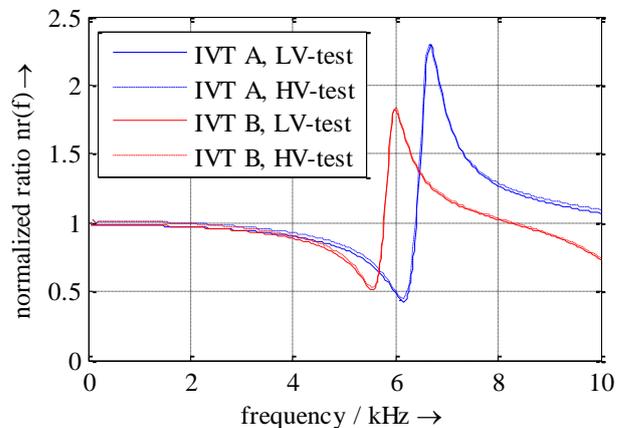


Fig. 5. HV-test vs. LV-test for a 20 kV single-pole IVT

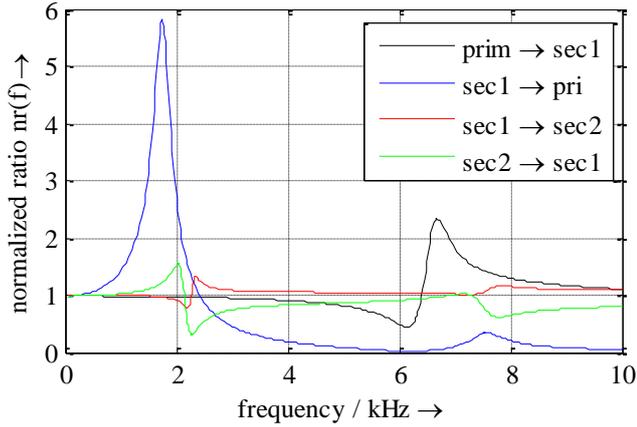


Fig. 6. Influence of feeding direction to the frequency response of a 20 kV single-pole IVT

MV volt-age transformers with cast resin insulation are considered. Other types of IVT's will be analysed in future projects.

A. Amplitude of test signal and feeding direction

First the difference between the easier to handle LV-test and the much more realistic, but also more complex HV-test is analysed with the objective to evaluate, if LV-test measurements represent the frequency response with a sufficient accuracy. No burden was connected for the measurements.

The results in Fig. 5 show no significant difference between both frequency responses. The difference is usually below 3%. This means that all measurements carried out with the LV-test represent the real frequency response with sufficient accuracy. Related to LV-test the frequency response for HV-test is always slightly higher, which may result from the signal amplitude dependent core parameters.

Feeding the IVT from secondary side would enable a significant better saturation degree than feeding from primary side. The test setup remains as simple as for LV-test. Only a calibrated voltage divider for measurement of primary voltage has to be added. The setup would be a good trade-off between realistic conditions and complexity of setup. However, Fig. 6 shows that significant differences exist (mainly caused by different input capacity conditions) between different feeding directions. A conversion between the different feeding directions is not possible without a detailed theoretical calculation model.

B. Rated primary voltage

Fig. 7 shows the frequency response for single-pole IVT's with different rated primary voltages in the frequency range up to 20 kHz. The measurements were carried out with LV-test and without burden.

The frequency of the first resonance generally decreases with increasing rated primary voltage. The first resonance is usually that with the highest deviation from the rated ratio. After the first resonance further resonances exist and the ratio has an unacceptable error for virtually all frequencies. Therefore accurate harmonic measurements are only possible at frequencies significantly below the first resonance. The

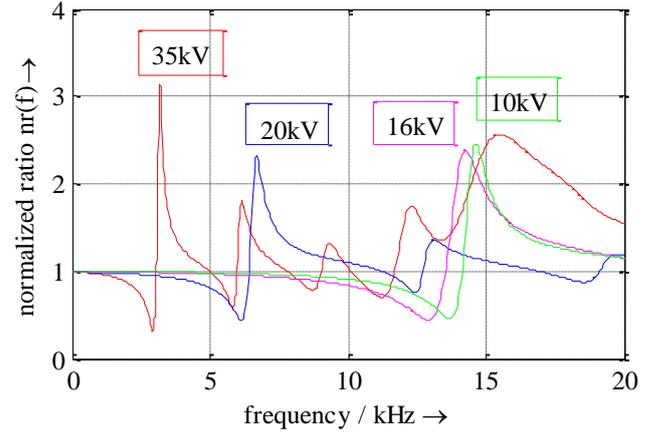


Fig. 7. Frequency response of selected single-pole IVT's with different rated primary voltages

frequency of the first resonance mainly depends on the design of the transformer, especially of the primary winding. Single pole IVT's with rated primary voltages below 20 kV usually have their first resonance above 10 kHz. For rated primary voltages of 20 kV and above the frequency of first resonance decreases to values below 10 kHz. Due to variations in parameters and design the frequency and error of the ratio at the first resonance vary even in case of same rated primary voltages. The specification of one resonance frequency for one rated primary voltage is not possible.

Depending on the shape of the resonance, unacceptable high errors in transformer ratio may occur already at frequencies that are significantly lower than the resonance frequency (often at about half of the resonance frequency). This should be taken into account when discussing the frequency of (first) resonance of a IVT and the expected error for voltage harmonic measurements.

The order of minimum and maximum (root and pole) for the first resonance is not fixed. For single pole MV IVT's the minimum in all cases was observed before the maximum. This means that voltage harmonics at frequencies below the resonance frequency are measured to low. Measurements at single pole IVT's with rated primary voltages of 110 kV showed an inverse behaviour, which is less critical, because measured voltage harmonics are higher than the real ones.

C. Manufacturing tolerances and type design tolerances

All measurements are carried out without any burden connected to secondary sides of the IVT's.

The properties of different IVT's with same type design and same parameters vary due to inevitable tolerances during the production process. Fig. 8 shows that the frequency responses even for IVT's of identical parameters and from the same production batch are slightly different among each other. Differences can be observed in particular at resonance frequencies. Slight shifts in resonance frequency may result in large differences in transformer ratio at frequencies near the resonance frequency. The declaration of accuracy for frequencies near the resonance frequency (Minimum/Maximum) based on type tests only is therefore not possible.

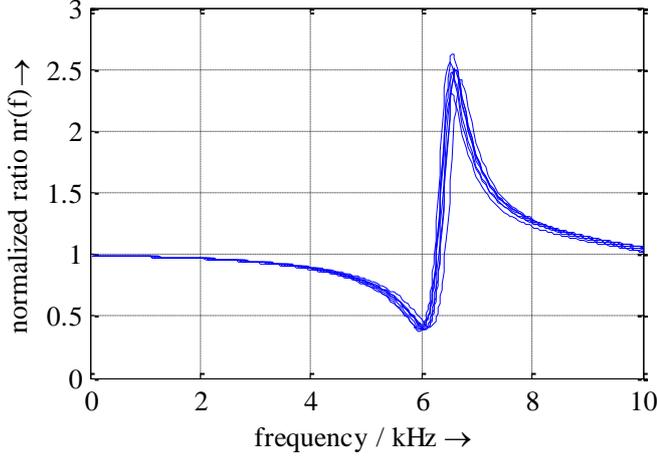


Fig. 8. Influence of manufacturing tolerances of 8 IVT's with same parameters, type and design (consecutive serial numbers)

IVTs of the same type designation may vary in the design of active part, which means differences in important characteristics, like core material, copper diameter and number of windings. Fig. 9 shows the variation range for 43 IVTs of 3 different types. The different types show clearly different resonance frequencies. IVTs of same type have a similar resonance frequency but differ significantly in the shape of the resonance and consequently in the ratio in this frequency range.

D. Burden value

Impedances that are connected to the secondary sides of an IVT influence the parameters of its resonance. In a first step the influence of purely resistive burdens of different size is analysed. Resistive burdens cover a worse case, because without inductive part (constant inductance L) burden impedance doesn't increase with increasing frequency. Only a slight increase of resistive part may be possible, but does not affect the results significantly. Based on the equation

$$R_{r,b} = \frac{U_{r,sec}^2}{S_r} \quad (3)$$

the rated burden resistance at secondary side is calculated. Fig. 10 shows the frequency responses for a 20 kV single-pole

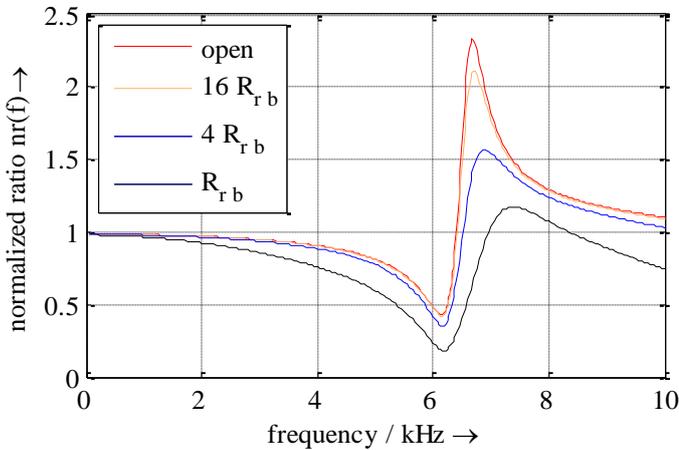


Fig. 10. Influence of different (resistive) burden values $R_{r,b}$ on the frequency response of a 20 kV single-pole IVT

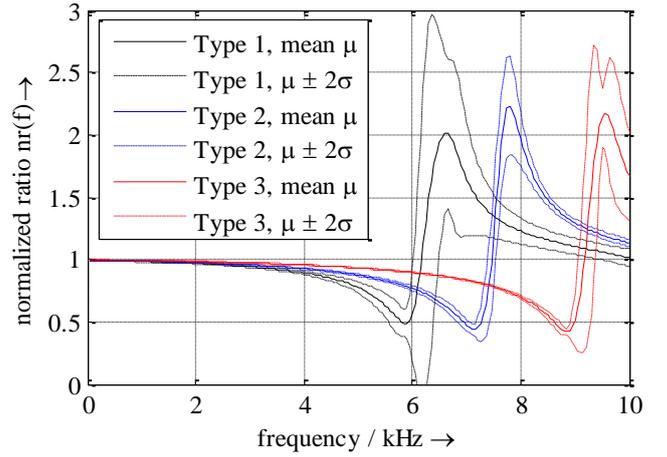


Fig. 9. Tolerances of 43 different 20 kV single-pole IVT's of 3 different types (type 1: 28pc.; type 2: 9pc.; type 3: 6pc.)

IVT with different burden resistance values in the range between rated burden and no burden (open circuit). As expected the measurement without burden results in the highest maximum. On the other hand with decreasing burden resistances unacceptable errors occur already at lower frequencies compared to the frequency response without burden resistance (below 2 kHz in Fig. 10). Therefore burden resistance values below 10 times of rated burden resistance should be avoided to ensure a maximum usable frequency range with acceptable accuracy. Consequently no or high burden values indicate the best case with regard to harmonic measurements.

The effect of burden resistances to the frequency response is similar, independent to which secondary winding the burden is connected to.

E. Operating temperature

Operating temperatures of IVTs may vary in large ranges. Material properties, like the permittivity of the epoxy resin or the winding resistance change with temperature. A 20 kV single-pole IVT was exposed to different temperatures in a climatic chamber. To ensure a uniform temperature distribution in all parts of the IVT each temperature value was applied for at least eight hours before measurement.

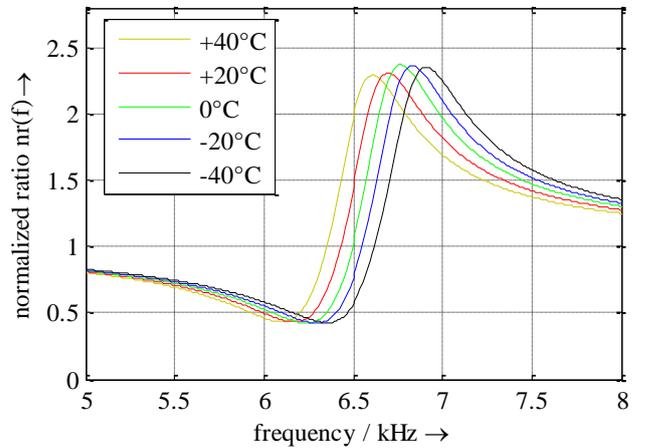


Fig. 11. Influence of temperature on first resonance of 20 kV single-pole IVT

The results show an influence of temperature especially in the frequency range around the resonance frequency (Fig. 11). The resonance frequency decreases with increasing temperature. Comparing the transformer ratio at resonance maximum at a temperature of +20°C (laboratory conditions) with the ratio at the same frequency but at -20°C shows a significant absolute difference in the ratios of about 0.5. This shows that even if a frequency response of an IVT is available from the manufacturer, exact correcting calculations are virtually not possible for harmonic measurements near the resonance frequency.

VI. CONCLUSIONS

The frequency range of acceptable accuracy of IVTs for harmonic measurements is limited. The limiting frequency is below the first resonance. If the frequency response for a specific IVT is known, this limiting frequency can easily be obtained. If no information about the frequency response is available, for 20 kV IVTs the frequency-dependent accuracy ranges according to Table II give a good estimation. The recommendation is based on the measurement of 61 different 20 kV IVT's (no burden resistance).

TABLE II
FREQUENCY-DEPENDENT ACCURACY LIMITS FOR HARMONIC MEASUREMENTS UP TO 50TH HARMONIC FOR 20-KV-NETWORKS

Frequency range	< 1kHz	< 2kHz	< 2.5kHz
accuracy	< ±2%	< ±4%	< ±6%

No accuracy limits should be specified at frequencies above the limiting frequency due to the increasing sensitivity of frequency response from influence factors. Even correcting calculations may result in slight errors for this frequencies.

In MV networks up to 20 kV harmonic measurements according to EN 50160 are usually possible with sufficient accuracy when using the installed IVT's. For measurements in the frequency range between 2 kHz and 9 kHz the frequency response of the existing inductive IVT's should be verified carefully. In networks with nominal voltages of 20 kV and above the accuracy is usually not sufficient in this frequency range.

First measurements at 110 kV IVT's have shown that unacceptable measurement errors may already exist in the frequency range below 2 kHz. This should be taken into account, if measurements according to EN 50160 are carried out in HV networks.

The paper has shown that the frequency response of MV IVT's depends on a complex system of influence factors and is more or less unique for each IVT and its specific operating environment. The development of comprehensive models describing the frequency-dependent behaviour of IVT's seems to be ambitious from today's point of view.

Some of the next steps of research in this filed are: further improvements in measurement speed and development of defined test procedures, extension of the considered IVT's up to nominal voltages of 150 kV and inclusion of GIS-types, installation and continuous extension of a database hosting

frequency responses of instrument transformers. Last but not least the research should give impulses for standardization.

VII. REFERENCES

- [1] EN 50160: Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems. www.cenelec.org
- [2] 4th Benchmarking Report on Electricity Quality of Supply. Ref. C08-EQS-24-04, December 2008, www.ceer.eu.
- [3] IEC 61000-4-30: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods. www.iec.ch
- [4] H. SELJESETH, E.A. SAETHRE, T. OHNSTAD and I. LIEN: Voltage transformer frequency response. Measuring harmonics in Norwegian 300kV and 132kV power systems. 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 1998, Proceedings, p. 820 – 824, vol. 2.
- [5] F. GHASSEMI, P.F. GALE, B. CLEGG, T. CUMMING AND C. COUTTS: Method to measure CVT transfer function. IEEE Transactions on Power Delivery, October 2002, pages 915 – 920
- [6] K. HEUCK, R.KEGEL, K.VOUSSEM, H.BRODERSEN: Simulation of single-pole inductive LV and MV voltage transformers (paper in german - Simulation von einpolig-isolierten induktiven Nieder- und Mittelspannungswandlern), etz Archiv vol.5 (1983) issue 6, pages 189-196.

VIII. ACKNOWLEDGMENTS

The authors thank *ENSO Netz GmbH* (Dresden, Germany), *envia Verteilnetz GmbH* (Halle/Saale, Germany) and *NSE AG* (Wohlen, Switzerland) who provided voltage transformers for the project.

Datenhaltung und Kommunikation im elektrischen Verteilnetz unter Anwendung der Standards IEC 61850 und IEC 61970/61968

A. Naumann, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Kurzfassung — Dieser Beitrag zeigt, welche neuen Anforderungen an die elektrischen Verteilnetze gestellt werden und wie daraus die Notwendigkeit einer umfassenden Informationsbereitstellung entsteht. Diese kann mit Hilfe von IT-Systemen, die in den Normen IEC 61850 und IEC 61970/61968 beschrieben sind realisiert und in Form eines New SCADA umgesetzt werden. Es werden einige Beispiele von bereits vorhandenen Implementierungen des IT-Systems gezeigt und die Machbarkeit mit heute verfügbaren Mitteln demonstriert. Im Rahmen von Implementierungen innerhalb unterschiedlicher Projekte zeigte sich, wo noch Lücken in den vorhandenen Normen sind, um ein einheitliches Informationsmodell bereitzustellen. Dies gilt sowohl für die einzelnen Normen an sich als auch für die Harmonisierung zwischen den Standards. Dieses wird auch im Beitrag besprochen

I. NEUE ANFORDERUNGEN AN DAS ELEKTRISCHE VERTEILNETZ

AUF die elektrischen Netze kommen derzeit größere Aufgaben zu, als Sie bisher hatten. Zum einen durch politische Ziele, beispielsweise bekannt unter dem Kürzel 20-20-20, zum anderen aber auch durch das Bewusstsein der Menschen hin zu „saubererer“ oder „effizienterer“ Energie. Für die Verteilnetze heißt das, dass Sie mehr und mehr Aufgaben übernehmen müssen, die derzeit nur die Übertragungsnetzbetreiber betraf. Dies ist bedingt durch die vormals stark hierarchisch organisierte Netzstruktur mit top-down-Prinzip hin zu vielen kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen, welche meist nur in begrenztem Umfang steuerbar sind. Somit kommen dem Verteilnetz nun entscheidende Aufgaben zu, wie beispielsweise seinen Beitrag zur Frequenzregelung im Verbundnetz unter Berücksichtigung von intermittierenden Einspeiseanlagen wie Windkraftanlagen oder Photovoltaiksystemen zu leisten. Weitere Herausforderungen ergeben sich hier bei der Einbindung der elektrischen Verbraucher, welche mit entsprechenden Konzepten und Anreizen Ihren Beitrag zur Angleichung von Erzeugung und Last liefern sollen. Diese erhöhte Komplexität der Verteilnetze kann wiederum zu Einbußen in der Netz Zuverlässigkeit führen, wenn keine entsprechenden Gegenmaßnahmen getroffen werden. Mit Hilfe von intelligenten, automatisierten Stationen im Verteilnetz, insbesondere auf der Mittelspannungsebene, können entsprechende Voraussetzungen zur Gewährleistung der Netz Zuverlässigkeit geschaffen werden. Beispielsweise kann

eine automatische Rekonfiguration eines offenen Ringnetzes im Fehlerfall die Dauer bis zur Wiederherstellung der Stromversorgung auf wenige Minuten reduzieren, wohingegen das derzeit übliche Verfahren des manuellen Lokalisierens des Fehlers und Ausführens der entsprechenden Schalthandlungen bis zu einige Stunden in Anspruch nehmen kann.

Aus den hier genannten Aspekten ergeben sich die drei Anforderungen, die man als Säulen der intelligenten Verteilnetze ansehen kann:

- Einbindung der Verbraucher mittels Smart Metering und Automatisierung von Verbraucheranlagen
- Optimierung der Erzeugung durch Anwendung von intelligenten Steuermechanismen der Erzeugungsanlagen
- Automatisierung von Stationen im Verteilnetz

Um diese Aufgaben erfüllen zu können, muss eine wichtige Grundvoraussetzung erfüllt sein: Der Informationsfluss muss zwischen allen beteiligten Instanzen gewährleistet sein. Hierzu wird eine entsprechende Infrastruktur aus Informations- und Kommunikationstechnologie benötigt. Abbildung 1 stellt die genannten Anforderungen und Voraussetzungen grafisch dar [1].

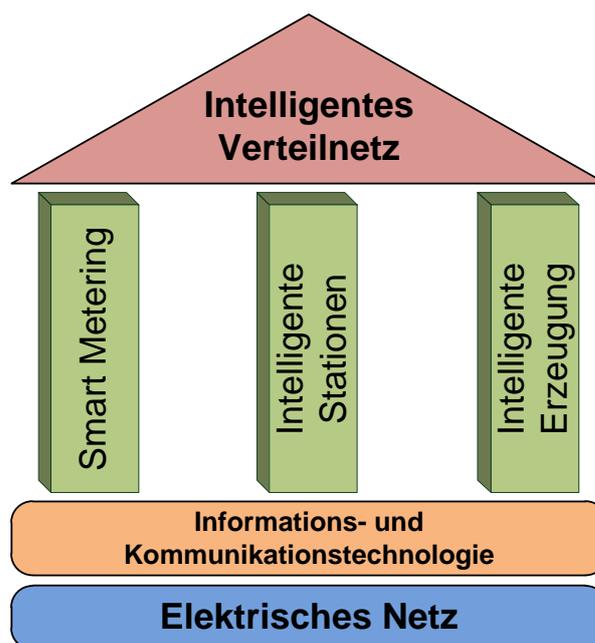


Abbildung 1: Die drei Grundpfeiler der intelligenten Verteilnetze

II. MEHR DATENAUFKOMMEN DURCH NEUE ANFORDERUNGEN

Der korrekte Betrieb des elektrischen Netzes ist abhängig von der richtigen Übermittlung von Daten zwischen den einzelnen Systemkomponenten. Aufgrund der zukünftigen Anforderungen an das Netz, wird das Datenaufkommen um Größenordnungen gegenüber dem aktuellen Stand steigen. Ein entscheidender Schritt hierbei ist die Bereitstellung der Daten aus dem Feld, welche bis heute nur zu einem sehr geringen Teil fernübermittelt vorliegen. Ein massiver Ausbau von Stationen und Anlagen mit entsprechenden Fernwirkgeräten und die Anbindung an eine Form von Übertragungstechnik ist notwendig, um intelligente Verteilnetze zu verwirklichen.

Ist die anlagenseitige Voraussetzung für die grundlegende, flächendeckende Übertragung von Daten geschaffen, muss sichergestellt sein, dass einheitliche Protokolle zum Abbilden der Informationen genutzt werden. Bei den übermittelten Daten kann generell unterschieden werden zwischen Stammdaten und Prozessdaten. Bei den Stammdaten handelt es sich um die Daten, die prinzipiell nur einmal angelegt werden müssen, und die sich während des normalen Betriebs nicht ändern. Der Standort bestimmter Anlagen oder deren Bemessungsleistung sind beispielsweise Stammdaten. Auf der anderen Seite sind die Prozessdaten, Informationen die regelmäßig übertragen werden. Alle Messwerte kann man dazu zählen sowie die Informationen über bestimmte Statusänderungen.

Für die Abbildung der zu übertragenden Informationen ist eine Identifikation der entsprechenden Datenfelder von Stammdaten und Prozessdaten notwendig. Im folgenden sind die Daten aufgeführt, die für die drei Grundpfeiler der intelligenten Verteilnetze als Minimum benötigt werden. Die Erweiterung mit weiteren Daten kann zusätzliche Informationen liefern, die gegebenenfalls eine weitere Betriebsoptimierung zulassen.

A. Automatisierte Stationen im intelligenten Verteilnetz

Der Einsatz automatisierter Stationen soll eine möglichst schnelle Wiederherstellung des sicheren Betriebes im Falle eines Fehlers gewährleisten. Hierzu sind in erster Linie Informationen über die Position der Station im betrachteten Netz erforderlich sowie die Zuordnung von Abgängen und Schaltern. Aus diesen Stammdaten kann die Station in die Netztopologie eingeordnet werden. Eine weitere wichtige Information ist, über welche Möglichkeiten die jeweilige Station verfügt, d.h. ob sie mit fernsteuerbaren Schaltern ausgestattet ist und ob sie über fernmeldende Kurzschlussanzeiger verfügt. Weitere Eigenschaften der Stationen können den Stammdaten hinzugefügt werden sowie Kennwerte wie Bemessungsleistungen.

Während des Betriebes werden von der Station zeit- oder aktionsgesteuert entsprechende Messwerte übertragen. In erster Linie handelt es sich bei den kontinuierlichen Werten um Messungen von Strom und Spannungen. Auch Messwerte von Temperaturen können übertragen werden. Die Übermittlung von Statusmeldungen über die Einsatzbereitschaft der Stationen sowie über Schalterstellungen werden in der Regel aktionsgesteuert

übermittelt. Das gleiche gilt für die Anzeige von Kurzschlüssen.

Neben der Datenübertragung aus der Station zur Leitwarte muss es natürlich auch einen umgekehrten Weg geben, um entsprechende Schaltaktionen in der Station auszulösen. So werden Schaltkommandos übertragen und auf die entsprechende Bestätigung aus der Station gewartet.

B. Intelligentes Management von Einspeisern

Bei den Erzeugungsanlagen müssen ähnliche Stammdaten abgelegt werden, wie bei den Stationen. Das heißt, auch hier müssen Positionen und topologische Verbindungen zum elektrischen Netz bekannt sein. Zusätzlich ist es auch erforderlich zu wissen, wer Anlagenbetreiber ist und welche typischen Anlagenparameter vorhanden sind. Hierzu zählen sowohl elektrische und (falls verfügbar) thermische Bemessungsleistung und Wirkungsgrade. Für die Umsetzung von Optimierungsstrategien ist auch die Angabe von Regelbandbreiten erforderlich sowie die Kosten für den Betrieb bzw. das An- und Abfahren der Anlage.

Die Prozessinformationen bestehen bei den Erzeugungsanlagen in erster Linie aus den Messwerten für die abgegebene Leistung (Wirk- und Blindleistung, sowie thermische Leistung) bzw. aus Strom und Spannung. Statusinformationen geben Aufschluss über die Verfügbarkeit der Anlage sowie die Angabe von derzeit verfügbaren Regelreserven zur Betriebsoptimierung genutzt werden kann.

Der Informationsfluss von der Leitwarte hin zu Anlage beinhaltet in der Regel die Übermittlung von Fahrplänen für die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung für den nächsten Tag. Allerdings können hier auch kurzfristige Korrekturwerte anhand von Set-Point-Kommandos übertragen werden.

C. Einbindung der Nutzer durch Smart Metering

Durch das Smart Metering wird es möglich, den Verbraucher mit in das intelligente Netz einzubinden. Durch die Gewinnung von zeitlich hoch aufgelösten Profilen wird es dem Netzbetreiber möglich verbesserte Verbrauchsprognosen zu gewinnen und zum anderen kann dem Verbraucher sein Nutzungsverhalten bewusst gemacht werden und so ggf. Einfluss auf sein Verhalten zur Lastanpassung genommen werden. Der Einsatz entsprechender Tarife oder vergleichbarer Modelle bietet sich hier an. Aus diesen Anforderungen ergeben sich auch die benötigten Daten.

Die Stammdaten bestehen hier aus der eindeutigen Kennung des Zählpunktes mit der entsprechenden Zuordnung von Nutzernamen, Adresse und Einbauort. Außerdem werden weitergehende Informationen wie gewählte Tarifmodelle hinterlegt.

Die Prozessdaten, welche beispielsweise im Viertelstunden-Abstand übertragen werden, enthalten die aktuellen Verbrauchswerte mit Zeitstempel. Eine Datenübertragung von der Leitwarte zum Nutzer wird sinnvoll, wenn hierdurch der Energieverbrauch beim Nutzer beeinflusst werden kann.

III. NEW SCADA ALS WERKZEUG ZUR DATENORGANISATION

Aus dem vorigen Abschnitt wurde ersichtlich, dass das Datenaufkommen in den zukünftigen Netzen ein enormes Ausmaß annehmen wird. Zur Übertragung und Verwaltung dieser Daten sind entsprechend geeignete Konzepte und deren Umsetzung notwendig. Ein geeigneter Ansatz bietet hier das sogenannte New SCADA. Hierbei wird auf verfügbare, neue Standards aufgesetzt, welche eine einheitliche Kommunikation (unabhängig von herstellerspezifischen Protokollen) gewährleisten sollen. Die beiden entscheidenden Standards sind hierbei die Norm IEC 61850 und die Normen IEC 61970/61968.

A. Feldkommunikation mittels IEC 61850

Auf Grundlage der Norm IEC 61850 kann die Kommunikation innerhalb einer Station und von der Station hin zur Leitwarte realisiert werden. Im Gegensatz zu den derzeit angewandten Protokollen regelt die IEC 61850 nicht nur die Zuordnung von Datenfeldern zu den entsprechenden Informationen (Messwerte, Steuerkommandos, etc.) wie bisherige Standards, sondern bietet auch Regelungen für die Datenmodellierung von Anlagen und wie diese auf unterschiedliche physikalische Übertragungsmedien abgebildet werden können [2]. Das Grundkonzept basiert hierbei auf der Verwendung von logischen Geräten mit unterschiedlichen logischen Knoten. Diese logischen Knoten bieten der jeweiligen zugreifenden Instanz eine Informationseinheit, die einer bestimmten Kategorie zugeordnet werden können. So gibt es beispielsweise logische Knoten für die Übertragung von Messwerten (MMXU) oder zur Steuerung von Schaltern und Trennern (CSWI, XCBR). Innerhalb eines logischen Knotens sind die zu übertragenen Informationen in Form von sogenannten Common Data Classes organisiert, welche letztendlich die atomaren Datenelemente in Form von Datentypen wie Float, Integer oder String enthalten. Diese Strukturierung ist beispielhaft in Abbildung 2 gezeigt [5].

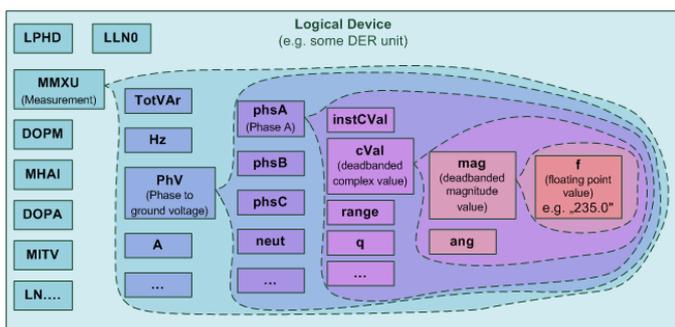


Abbildung 2: Organisation von Logical Nodes und Common Data Classes in einem Logical Device

Ein entscheidendes Argument für den Einsatz von IEC 61850 stellt hierbei die Vielfalt bei den möglichen Übertragungsmedien dar. Anhand der im Standard definierten spezifischen Abbildungen ist beispielsweise die Anwendung von MMS (Manufacturing Messaging Specification) als unterlagertes Transportprotokoll möglich. Die Übertragung auf Basis von WebServices gemäß IEC 61400-25-4 ist ebenso

möglich wie der Einsatz anderer Protokolle auf der unteren Ebene [6].

B. Datenhaltung gemäß IEC 61970/61968

Die Normen IEC 61970 und IEC 61968 beschreiben eine Schnittstelle für den Zugriff auf Daten eines Energie Managementsystems [3]. Der Standard IEC 61968 ergänzt dabei den Standard IEC 61970 um Aspekte, die insbesondere im Verteilnetz relevant sind [4]. Dadurch, dass hier eine einheitliche Schnittstelle beschrieben wird, wird es möglich, unabhängig von spezifischen Implementierungen auf benötigte Daten zuzugreifen. Kernpunkt der Standards ist hierbei das sogenannte Common Information Model, welches die Daten des elektrischen Netzes innerhalb eines objektorientierten Modells organisiert und diese dann an der Schnittstelle nach außen gemäß dieses Schemas repräsentiert. Da es sich um einen objektorientierten Ansatz handelt, sind die abzubildenden Informationen innerhalb von Attributen von Klassen organisiert. Die Klassen selbst wiederum sind mittels Assoziationen untereinander verknüpft und innerhalb von Paketen organisiert. Der Zugriff auf die so definierte Schnittstelle kann beispielsweise über WebServices erfolgen. Abbildung 3 zeigt ein Beispiel für den Einsatz von CIM-Klassen zur Abbildung von Parametern aus dem Bereich der Messwerterfassung aus Smart Metern. Es ist zu erkennen, dass die unterschiedlichen Informationen aus einem Zähler in unterschiedlichen Klassen abgelegt werden. So kann hier unterschieden werden, ob es sich um generelle Informationen des Zählers handelt oder ob es Daten sind, die spezifisch der Art und Weise der Messwerterfassung zuzuschreiben sind. Die konkreten Ablesewerte sind wiederum in anderen Klassen abgebildet und enthalten neben dem Zählwert auch einen Zeitstempel. Die Zuordnung von Zählwerten zu den Zählern geschieht über die bereits genannten Assoziationen.

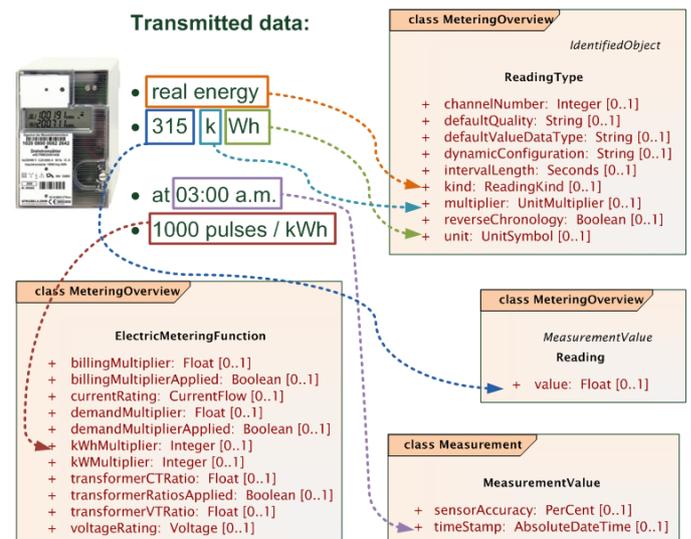


Abbildung 3: Zuordnung von Parametern eines Smart Meters zu den Attributen von entsprechenden CIM-Klassen

IV. VOM STANDARD ZUR IMPLEMENTIERUNG

Die Bereitstellung von Standards wie IEC 61850 und IEC

61970/61968 bietet eine wichtige Voraussetzung um eine einheitliche Dateninfrastruktur bereitstellen zu können. Allerdings besteht ein entscheidender Schritt hin zur Realisierung des funktionierenden Systems in der konkreten Implementierung der beschriebenen Konzepte. Der Sinn der hier betrachteten Standards ist es dabei nicht vorzuschreiben, wie die konkrete Implementierung aussieht, sondern wie die nach außen hin sichtbare Schnittstelle gestaltet ist und angesprochen werden kann. Beispielsweise ist dem Implementierer überlassen in welcher Programmiersprache oder auf welchem System er implementiert. Im folgenden werden Lösungen aufgezeigt, die im Rahmen von konkreten Implementierungen für die genannten Standards entstanden sind.

A. Ausrüstung von Feldgeräten mit IEC 61850 Kommunikation

Die in den Stationen und Erzeugungsanlagen eingesetzten Remote Terminal Units (RTU) bilden die Schnittstelle zwischen der Fernkommunikation und der Prozessebene in der Station, wie in Abbildung 4 zu erkennen ist. Somit besteht deren Aufgabe nun in der Umsetzung von digitalen und analogen Messwerten in IEC 61850-konforme Datenpakete sowie die Übersetzung von IEC 61850-Daten in digitale und analoge Steuerkommandos. Hierzu haben die Geräte entsprechende Ein- und Ausgänge, an denen die jeweiligen Aktoren und Sensoren angeschlossen sind. Intern werden diese Daten nun entsprechend verarbeitet und ggf. aufbereitet unter Anwendung entsprechender Algorithmen. Für die Implementierung der IEC 61850-Kommunikation bietet es sich nun an, auf bereits implementierte Bibliotheken zurückzugreifen, die den entsprechenden Kommunikations-Stack bereitstellen.

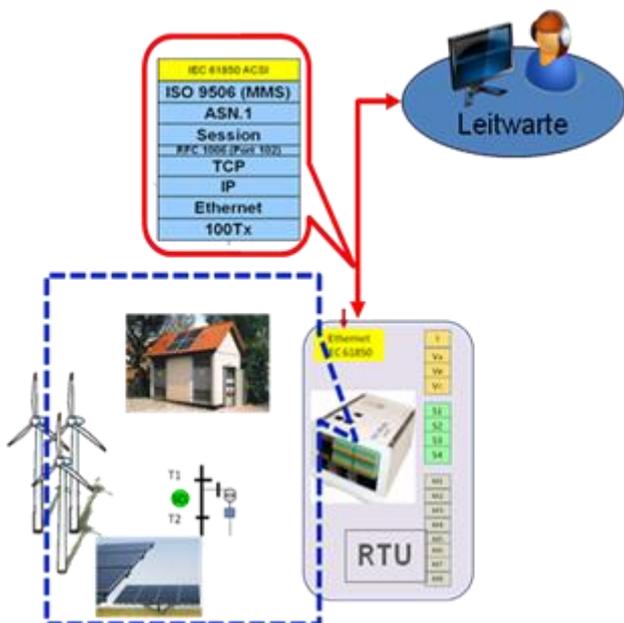


Abbildung 4: Remote Terminal Units bilden die Schnittstelle zwischen Fernkommunikation und Prozessebene

Da RTUs oftmals mit einem spezialisierten Betriebssystem arbeiten, besteht hier meist die Notwendigkeit, den vorhandenen Bibliotheksquellcode an die jeweilige

Architektur anzupassen. Aus Sicht der RTU besteht der Kommunikations-Stack somit aus einer Programmschnittstelle (API), auf die mittels entsprechender Aufrufe aus dem Basissystem der RTU zugegriffen werden kann. Der implementierte Stack setzt nun alle Schichten des OSI-Referenzmodells um und sichert somit die Kommunikation gemäß IEC 61850 [7].

B. Umsetzung der Datenbank mit Schnittstelle gemäß CIM

Die Standards IEC 61970 bzw. IEC 61968 legen fest, wie die Schnittstelle einer CIM-konformen Datenbank auszusehen hat, damit der Zugriff von außen immer auf die gleiche Weise passieren kann. Wie bereits erwähnt, beschreibt CIM hierbei ein objektorientiertes Modell, welches es gilt in Form einer Datenbank umzusetzen, um die entsprechenden Parameter des elektrischen Netzes abzuspeichern. Derzeit gibt es allerdings keine Implementierung von objektorientierten Datenbanken, die eine ausreichende Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit bieten, um sie im Bereich des Energiemanagements einzusetzen. Somit besteht die Notwendigkeit, das objektorientierte Schema auf eine relationale Datenbank abzubilden, die es derzeit in vielen Implementierungen mit ausreichender Stabilität gibt. Abbildung 5 zeigt eine Darstellung von Komponenten, wie sie auf solch einem System zur Umsetzung der CIM-Datenbank Anwendung findet. Die Umsetzung des objektorientierten Schemas auf ein relationales geschieht über eine sogenannte Persistenzschnittstelle. Zusätzlich werden auf dem System Prozesse implementiert, die entweder zeitgesteuert oder durch einen Nutzerzugriff aufgerufen werden.

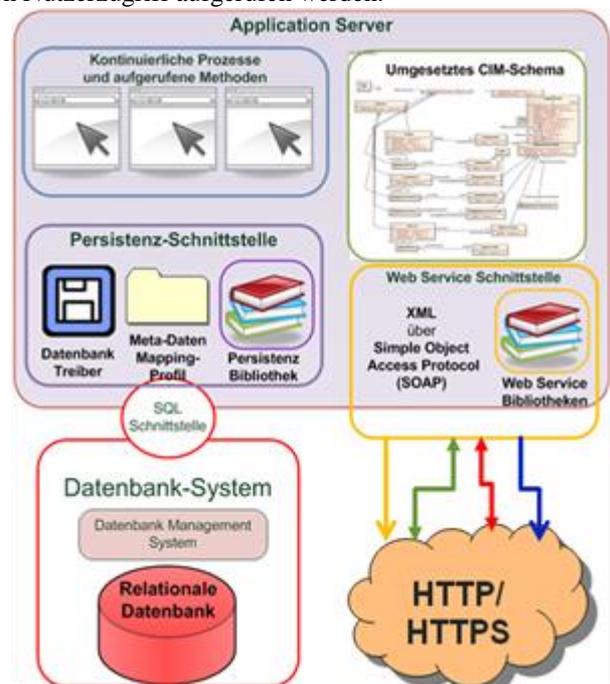


Abbildung 5: Bereitstellung eines Application-Servers mit CIM-konformer Schnittstelle

Hierbei spielt es eine untergeordnete Rolle, auf welchem Basissystem die Applikationen laufen. Verteilte Systeme auf Basis von Unix mit verteilten Datenbanken sind ebenso möglich wie der Betrieb eines einzelnen Arbeitsplatzsystems

auf Basis von MS Windows. Hierbei sind eher Kriterien wie die Leistungsfähigkeit und die Kosten ausschlaggebend. In der hier vorgestellten Implementierung wurde auf ein MS Windows System zurückgegriffen, auf dem eine Oracle Datenbank und ein Oracle Application-Server die geforderten Funktionalitäten zur Verfügung stellt. Dieser Server stellt die CIM-konforme Schnittstelle zur Verfügung und greift dabei auf Webservice-Bibliotheken für die Bereitstellung der Schnittstelle zurück.

V. VERKNÜPFUNG VON IEC 61850 UND IEC 61970/61968

Im vorigen Kapitel wurde gezeigt, wie die jeweiligen Standards an sich in Form von konkreten Implementierungen umgesetzt werden können. Eine große Herausforderung stellt allerdings immer noch die Harmonisierung zwischen den Standards IEC 61850 und IEC 61970/61968 dar. Eine Abbildung der Datenfeldern aus der einen Spezifikation in die andere ist allerdings Voraussetzung für eine durchgehende Kommunikation und Datenbereitstellung. Hierzu ist zunächst die Identifikation der entsprechenden Schnittmenge zwischen den beiden „Welten“ erforderlich und die Analyse, wie die Datenfelder in einander umgewandelt werden können. Aus dieser Analyse können entsprechende Beschreibungen abgeleitet werden und in Form von Dateien festgehalten werden. Geeignete Konverter-Programme können dann auf Grundlage dieser Definitionen zwischen den beiden Datenspezifikationen übersetzen. Exemplarisch ist so eine Zuordnung zwischen den Daten aus IEC 61850 und CIM für den Anwendungsbereich der Zählwerte in Abbildung 6 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass zum einen die korrekte Zuordnung von Common Data Classes aus IEC 61850 zu den entsprechenden CIM-Klassen erforderlich ist, aber auch eine Umwandlung von Datenformaten und -typen erforderlich sein kann.

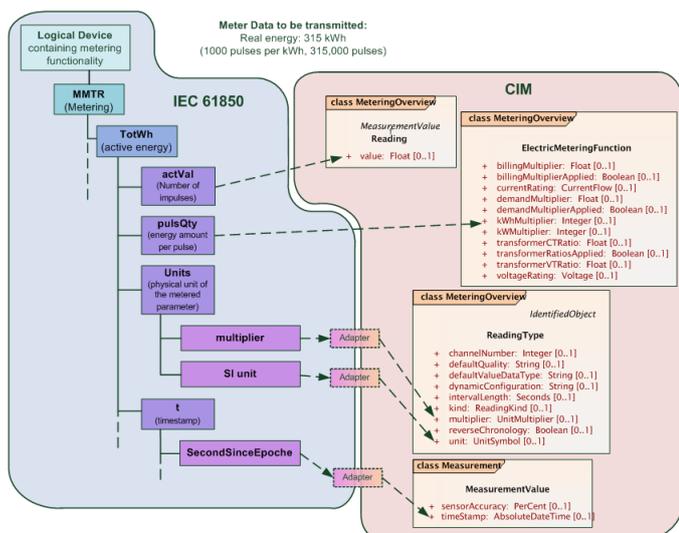


Abbildung 6: Übersetzung von IEC 61850 zu CIM

VI. ERWEITERUNG DER VORHANDENEN MODELLE

Durch die hier beschriebenen Standards wird für den Anwendungsbereich der Energie-Management-Systeme eine

einheitliche Schnittstellenbeschreibung zur Verfügung gestellt. Allerdings besteht Bedarf an weiteren Modellen in den Standards. So hat sich gezeigt, dass es im Bereich der dezentraler Erzeuger weitere Definitionen in der IEC 61850 bedarf. Beispielsweise fehlen Beschreibungsmöglichkeiten für Klärgas-Anlagen oder Modelle für Kurzschlussanzeiger.

Im Bereich der IEC 61970/61968 hat sich ebenso gezeigt, dass dezentrale Erzeuger unzureichend modelliert sind. Es gibt keine Beschreibungen für Photovoltaikanlagen, bestimmte Aspekte von Windkraftanlagen sowie für Elektromobilität.

Im Rahmen der Projekte Harz.EE-mobility und Web2Energy werden für die fehlenden Aspekte entsprechende Lösungen erarbeitet und testweise implementiert [8], [9]. Darauf aufbauend können Erfahrungen an die jeweiligen Normungsgremien mitgeteilt werden.

VII. ZUSAMMENFASSUNG

Die elektrischen Netze, insbesondere die Verteilnetze werden mit neuen Herausforderungen konfrontiert, welche unter anderem durch die Zunahme von beschränkt steuerbaren, volatilen, kleinen verteilten Erzeugungsanlagen bedingt sind. Um weiterhin einen stabilen Betrieb des Netzes zu gewährleisten werden zusätzliche Online-Messwerte benötigt die mittels eines New SCADA abgebildet werden, dessen Kernelemente in den Standards IEC 61850 und IEC 61970/61968 beschrieben sind. Eine Implementierung funktionierender IT-Systeme auf Grundlage der Standards ist heutzutage möglich, was in dem Beitrag auch dargelegt worden ist. Es zeigt sich allerdings auch, dass der derzeitige Stand der Normung noch nicht ausreichend ist, um alle benötigten IT-Modelle der neuen Betriebsmittel abzudecken. Im Rahmen der Projekte Harz.EE-mobility und Web2Energy werden hier entsprechende Erfahrungen gesammelt und notwendige Ergänzungen sind erarbeitet worden.

LITERATUR

- [1] B. Buchholz and Z.A. Styczynski, "New tasks create new solutions for communication in distribution systems", in Proceeding of the IEEE PES General Meeting Montreal 2006. 06 GM
- [2] B. Buchholz, Z.A. Styczynski, M. Gurbiel, H. Riis, Zita A. Vale, A.M. Gelfand, V.V. Kostenko, G. Lang, J. Blumschein "Towards the wide implementation of standards IEC 61968/70 (CIM) and IEC 61850 in the distribution system", CIGRE 2010. Invited paper No. C6.105
- [3] Energy management system application (EMS-API), IEC 61970.
- [4] Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management, IEC 61968.
- [5] Communication networks and systems in substations. Part 7-3: Basic communication structure and feeder equipment – Common data classes, IEC 61850-7-3.
- [6] Wind turbines – Part 25-4: Communications for monitoring and control of wind power plants – Mapping to communication profile, IEC 61400-25-4
- [7] Information technology – Open Systems Interconnection – Basic Reference Model: The Basic Model, ISO/IEC 7498-1
- [8] www.web2energy.com
- [9] www.harzee-mobility.de/

Bilder



Prof.
Erlich



Prof.
Schegner



Torsten
Rendel



Johannes
Weidner



Tobias
Neumann



José Luis
Rueda



Robert
Stiegler



Matthias
Klatt



Natalia
Moskalenko



André
Nauman



Teilnehmer

Professoren



