



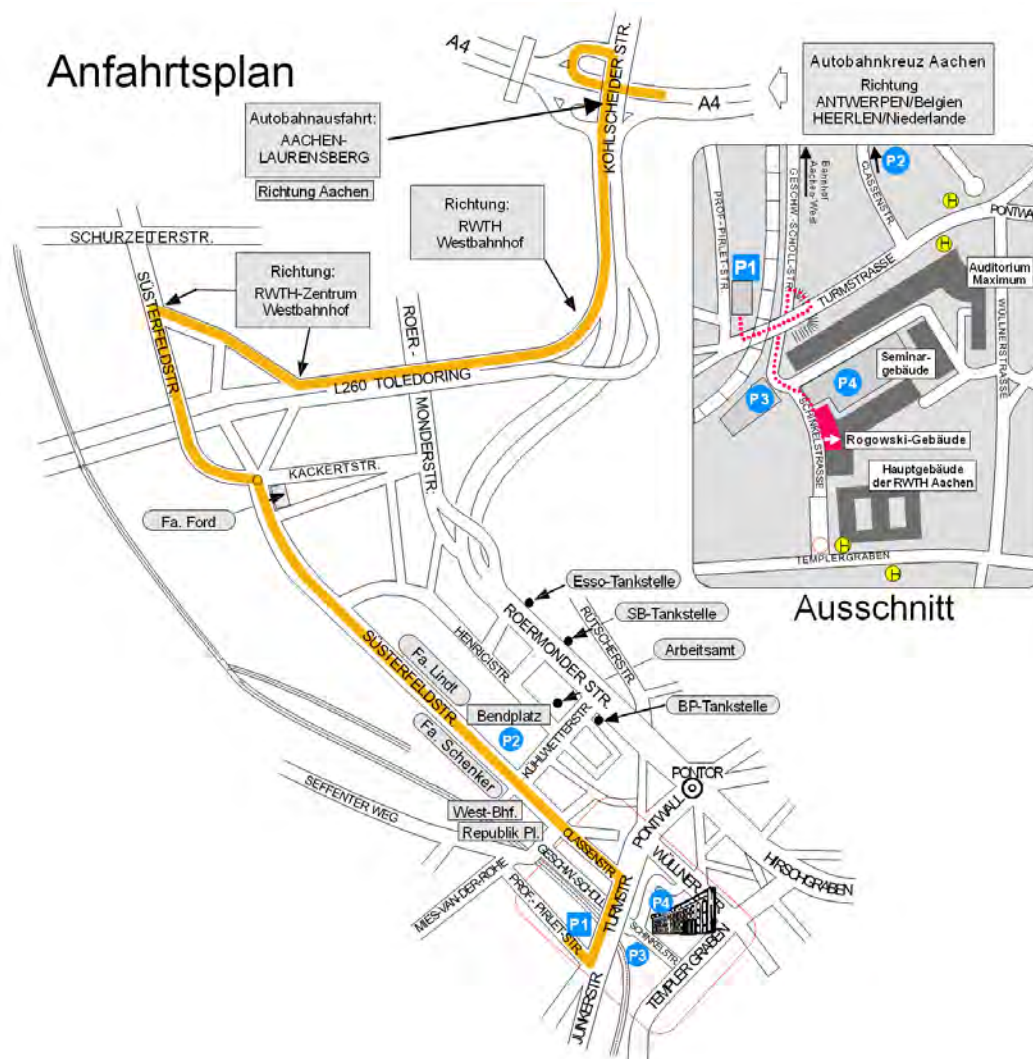
Jahresbericht 2013/14

1



Institut für Hochspannungstechnik
Schinkelstraße 2
52056 Aachen
Germany

Telefon: +49 241 80 94931
Fax: +49 241 80 92135
e-mail: post@ifht.rwth-aachen.de
Internet: www.ifht.rwth-aachen.de



Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler
Institut für Hochspannungstechnik
RWTH Aachen University

Redaktion: Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer
Tobias Falke, M.Sc.

Redaktionsschluss: 31.03.2014

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	5
----------------------	---

Forschung am IFHT

Forschungsgebiete	7
Berichte aus der Abteilung Isoliersysteme und Diagnostik	14
Berichte aus der Abteilung Netztechnik	29
Berichte aus der Abteilung Nachhaltige Energiesysteme.....	42
Industrieberichte.....	86
Dissertationen	95
Projektabschlussberichte.....	101
Projektkurzbeschreibungen.....	105
Veröffentlichungen	109

Lehre am IFHT

Vorlesungen und Praktika	116
Seminare	121
Studentische Arbeiten.....	125

Das Institut

Chronik	176
Technische Exkursionen	179
Dienstleistungen.....	184
HTG	185
Mitarbeiter	187



4



Liebe Freunde und Partner des Instituts, sehr geehrte Damen und Herren,

auch in diesem Jahr dürfen wir Ihnen einen kurzen Überblick zu den Aktivitäten des Instituts für Hochspannungstechnik geben.

Unsere Arbeiten fokussieren weiterhin auf der Umsetzung der Energiewende. Mit aktuell über 50 Doktoranden behandeln wir intensiv die gesamte Prozesskette von Isoliersystemen über Komponenten und Anlagen bis zur Betrachtung und Modellierung des gesamten Energiesystems.

In den letzten Jahren haben wir sehr viel in die Entwicklung von Modellen und Verfahren zur Simulation der Märkte und Infrastruktur investiert. Dieses hat uns in die Situation versetzt, umfassend und - bei Bedarf - mit hohem Detaillierungsgrad die komplette Wertschöpfungskette der Energiebereitstellung, der Übertragung und Verteilung sowie des lokalen Verbrauchs abbilden zu können. Die intensive Einbindung in der Diskussion von Netzentwicklungsszenarien zeigt auf, dass wir sowohl fachlich wie auch personell überzeugen können. Unsere intensivierten Aktivitäten zur Gleichstromtechnik und Systemstabilität werden hervorragend angenommen. Beide Themenstellungen sind wesentlich für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Auch die „traditionellen“ Themen der Isoliersysteme und Diagnostik stoßen auf weiter zunehmendes Interesse – oftmals verbunden mit den kommenden Fragestellungen der Gleichspannungstechnik. Hier erwarten wir nochmals verstärkende Momente durch unsere Beteiligung am RWTH-Forschungscluster „Elektrische Netze der Zukunft“.

Im Berichtszeitraum konnten wir wiederum eine große Anzahl von Forschungsarbeiten abschließen und neue Projekte entwickeln

bzw. starten. Dieses ist verbunden mit einem weiteren personellen Wachstum – und bringt nicht nur neue Herausforderungen bei der Ausrichtung unserer traditionellen Weihnachtsfeier, an der im letzten Jahr über 220 IFHT-ler teilgenommen haben... Mit über 160 Abschlussarbeiten konnten wir einen neuen „Rekord“ verbuchen – gleichzeitig verbunden mit der Erkenntnis, dass auch diese große Zahl nicht ausreicht, um unseren eigenen wissenschaftlichen Bedarf zu decken. Wir werden also noch mehr Engagement in die Ausgestaltung unseres Forschungs- und Lehrangebots investieren, um weiterhin für leistungsbereite Studentinnen und Studenten attraktiv zu sein bzw. noch attraktiver zu werden.

Ein besonderes Ereignis war das wissenschaftliche Kolloquium anlässlich des 80. Geburtstags meines Vorgängers Prof. Möller und zu Ehren seiner wissenschaftlichen Verdienste für die Hochspannungstechnik im Allgemeinen und das Institut im Besonderen. Ich habe mich sehr gefreut, eine große Zahl von Ehemaligen in Aachen begrüßen zu dürfen, die den Tag und die festliche Abendveranstaltung zu einem außergewöhnlichen Ereignis gemacht haben.

Zum Abschluss gilt unser Dank allen Freunden und Partnern für die umfangreichen Förderungen und Anregungen sowie den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern für ihren persönlichen Einsatz. Wir freuen uns auf die weitere Zusammenarbeit mit Ihnen!

Herzliche Grüße aus Aachen

Ihr





6





Forschung am IFHT

7



Forschungsabteilung „Isoliersysteme und Diagnostik“

Abteilungsleiter: Dipl.-Ing. Jens Knauel

Kurzbeschreibung

Die Forschungsabteilung bearbeitet ein weites Themengebiet von der Entwicklung neuartiger Isolierstoffe bis zur Zustandsbewertung von Isoliersystemen mittels verschiedener Diagnosemethoden.

Bei den Untersuchungen zu Isoliersystemen steht die Weiterentwicklung von syntaktischen Schäumen als Isolierstoffe mit niedriger spezifischer Dichte im Vordergrund. Hier wird insbesondere das Material- und Alterungsverhalten unter verschiedenen äußeren Einflussfaktoren untersucht. Aber auch neue Einsatzmöglichkeiten wie die elektrische Isolierung von Supraleitern mittels syntaktischer Schäume werden betrachtet. Ebenfalls im aktuellen Fokus liegt die Bewertung des Alterungsverhaltens von Isoliermaterialien unter Mischfeldbelastungen, wie sie z.B. bei einer hybriden AC/DC Freileitungstrassierung auftreten können.

Auf dem Gebiet der Diagnostik steht die Zustandsbewertung polymerer Isoliersysteme mittels Ultraschall im Mittelpunkt. Neben der Detektion von eingeschlossenen Fehlstellen in verschiedenen Materialien wie Elastomeren (z.B. Muffenkörper) können zudem Grenzflächenprobleme nachgewiesen werden. Eine neue Anwendung der Ultraschalldiagnostik stellt die Temperaturmessung an inneren Grenzflächen dar.

Zur Charakterisierung elektrotechnisch relevanter Materialkenndaten sowie zur Erforschung komplexer Fragestellungen im Bereich der Isoliersysteme und Diagnose steht der Abteilung mit ihren Laboratorien ein umfassendes experimentelles Portfolio zur Verfügung, welches durch eine fundierte wissenschaftliche Analyse und Modellierung ergänzt wird.

Mitglieder der Abteilung

Dr.-Ing. Gregor Brammer * Henning Frechen, M.Sc. * Dipl.-Ing. Jens Knauel * Robert Möller, M.Sc. * Sven Schumann, M.Sc. * Stefan Seibel, M.Sc. * Dr.-Ing. Anja Strauchs * Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner * Dipl.-Ing. Daniel Winkel

Forschungsabteilung „Netztechnik“

Abteilungsleiter: Dr.-Ing. Daniel Eichhoff

Kurzbeschreibung

Die Forschungsabteilung Netztechnik leistet mit ihren Arbeiten einen Beitrag zum sicheren, zuverlässigen, ökonomischen und ökologischen Betrieb unserer gegenwärtigen und zukünftigen elektrischen Verteil- und Transportnetze.

Politische, gesellschaftliche und technische Anforderungen an ein Energieversorgungsnetz werden unter Berücksichtigung aktueller und erwarteter Entwicklungen aufgenommen und praxisorientierte Lösungsstrategien zu deren Umsetzung erarbeitet. Die Forschungsschwerpunkte umfassen sowohl die Definition der technischen Anforderungen an die Komponenten und Betriebsmittel eines elektrischen Netzes als auch deren technische Realisierung und die Entwicklung von neuen Methoden zur Analyse des technischen Zustands der Betriebsmittel.

Aktuelle Fragestellungen beschäftigen sich beispielsweise mit der Einbindung von DC-Systemen in bestehende Netzstrukturen, der Beherrschung von Fehlern in DC-Systemen, der Bewältigung von Transportengpässen durch Ertüchtigungsmaßnahmen bestehender Freileitungen und der Substitution des klimaschädlichen Gases Schwefelhexafluorid in elektrischen Anlagen durch alternative Lösch- und Isoliergase. Darüber hinaus werden im Bereich des Asset Managements die Möglichkeiten eines "Smart-Grids" zum zielgerichteten und optimierten Einsatz der Betriebsmittel analysiert und in Expertentools eingebunden.

Die Forschungsabteilung zeichnet sich sowohl durch ihre umfangreiche labortechnische Ausstattung zur experimentellen Bearbeitung der Fragestellungen als auch durch ihr tiefes theoretisches Verständnis der physikalischen Vorgänge aus in den netztechnischen Komponenten aus.

Mitglieder der Abteilung

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres * Dr.-Ing. Daniel Eichhoff * Dipl.-Ing. Tobias Frehn * Matthias Heidemann, M.Sc. * Pascal Köhn, M.Sc. * Artur Mühlbeier, M.Sc. * Dipl.-Ing. Gregor Nikolic * Dipl.-Ing. Cora Petino * Dipl.-Ing. Michael Poppen * Maximilian Stumpe, M.Sc. * Sebastian Wetzeler, M.Sc. * Dipl.-Ing. Michael Weuffel *

Forschungsabteilung „Nachhaltige Energiesysteme“

Abteilungsleiter: Dipl.-Ing. Martin Scheufen

Kurzbeschreibung

Der Fokus der Forschungsabteilung liegt auf der Modellierung und Bewertung integrierter Energiesysteme. Hierunter werden insbesondere solche Systeme verstanden, die aufgrund technologischer Entwicklungen durch ein fortschreitendes Zusammenwachsen der Märkte für verschiedene Energieformen gekennzeichnet sind.

Die im Rahmen der Modellbildung eingesetzten Methoden reichen von der klassischen Szenarioanalyse, der Optimierung über Lastfluss- sowie Stabilitätsberechnungen bis hin zu ökonomischen Untersuchungen. Eine ganzheitliche Bewertung zukünftiger Technologien wird dadurch ebenso ermöglicht, wie die Ausbauplanung multinationaler Energiestrukturen.

Die erfolgreiche Arbeit der letzten Jahre in enger Kooperation mit einer Vielzahl an Partnern aus Wirtschaft, Industrie und Wissenschaft hat etablierte Modelle im Bereich Szenariogeneration und Marktsimulation sowie im Bereich der Netzberechnung und Netzausbauplanung im Bereich der elektrischen Verteilungs- und Übertragungsnetze hervorgebracht, die einer stetigen Weiterentwicklung unterliegen.

Aufgrund des Erfolgs der letzten Jahre und der erfreulichen personellen Entwicklung wird die Arbeit der Abteilung mit ihren fast 30 wissenschaftlichen Mitarbeitern zukünftig in zwei eigenständigen Forschungsabteilungen mit spezialisierten Forschungsrichtungen weitergeführt. Ab April 2014 werden die Forschungsabteilung ‚Nachhaltige Übertragungssysteme‘ unter Leitung von Hendrik Natemeyer und die Forschungsabteilung ‚Nachhaltige Verteilungssysteme‘ unter Leitung von Claas Matrose an die Stelle der Forschungsabteilung „Nachhaltige Energiesysteme“ treten.

Die Forschungsabteilung **Nachhaltige Übertragungssysteme** arbeitet an der Modellierung, Simulation und Bewertung des Energiesystems aus der Sicht des Übertragungsnetze. In diesem Kontext untersucht die Abteilung die Auswirkungen sowie die sich ergebenden Möglichkeiten und Herausforderungen des Wandels hin zu einer nachhaltigen Erzeugungsstruktur.

Die sich gerade im Zuge der Energiewende ergebenden Fragestellungen werden in zwei Forschungsteams konfrontiert. Das Team Stationäre Netzanalyse und Systembewertung untersucht Optimierungspotentiale des deutschen und europäischen Energiesystems in Bezug auf den Kraftwerkseinsatz, die Netztopologie und deren Ausbau. Das Team Systemstabilität untersucht die durch neu auftretende Netznutzungsfälle entstehenden kritischen Zustände im Hinblick auf die Systemstabilität unter dem Einfluss neuartiger Technologien.

Mit der Fokussierung der Forschungsarbeiten auf die Verteilungsnetzebene ist die Forschungsabteilung **Nachhaltige Verteilungssysteme** Ansprechpartner für Netzbetreiber, Energieversorger, Hersteller und Systemanbieter bei der konstruktiven Umsetzung der Energiewende im Bereich der Verteilungsnetze. Den Fragestellungen um die Interdependenzen von Erzeugung, Verbrauch, Netz und Markt sowie zwischen verschiedenen Energieformen – insbesondere Strom und Wärme – wird in den Forschungsteams ‚Verteilungsnetze‘ und ‚Dezentrale Energiesysteme‘ begegnet.

Die Bandbreite der eingesetzten Werkzeuge erstreckt sich von Entwicklung und Laborvalidierung dynamischer Netz- und Anlagenmodelle zur Analyse zukünftiger Schutz- und Stabilitätsaspekte aktiv geregelter Verteilungsnetz bis hin zur mathematischen Optimierung des zukünftigen Einsatzes dezentraler Energiewandlungseinheiten und Speicher unter markt- und netzorientierten Gesichtspunkten.

Mitglieder der Abteilung Nachhaltige Übertragungssysteme

Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer (Abteilungsleiter) * Constantin Balzer, M.Sc. * Hans Barrios Büchel, M.Sc. * Vanessa Falter, M.Sc. * Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs * Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott * Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt * Christoph Müller, M.Sc. * Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay * Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Raths * Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder * Dipl.-Ing. Martin Scheufen * Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz * Dipl.-Ing. Sebastian Winter

Mitglieder der Abteilung Nachhaltige Verteilungssysteme

Dipl.-Ing. Claas Matrose (Abteilungsleiter) * Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer * Philipp Erlinghagen, M.Sc., M.Sc. * Tobias Falke, M.Sc. * Dipl.-Ing. Felix Glinka * Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Markus Gödde * Dipl.-Ing. Philipp Goergens * Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann * Dipl.-Ing. Stefan Krengel * Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A. * Thomas Pollok, M.Sc. * Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz * Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa * Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stroband * (extern) Dipl.-Wirt.-Ing. Bartholomäus Wasowicz * Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck





Forschungsberichte

13



Untersuchungen zum Ablösungsverhalten syntaktischer Schäume von metallischen Materialien auf Grund von thermischer Kontraktion

Supraleitende Betriebsmittel in Energieversorgungssystemen werden mittels flüssigen Stickstoffs (LN_2) gekühlt und somit in einem Temperaturbereich von 63 K bis 77 K betrieben. Dabei dient das Kühlmedium LN_2 zeitgleich als Teil des elektrischen Isoliersystems. Nachteilig ist, dass eine wärmebedingte Blasenbildung im LN_2 zu einer drastischen Verringerung der Spannungsfestigkeit führen kann. Feste Isolierstoffe schaffen diesbezüglich Abhilfe. Syntaktischer Schaum kann sich wegen seiner guten elektrischen Eigenschaften und seiner geringen thermischen Kontraktion als festes Isoliersystem supraleitender Betriebsmittel eignen. Weil die thermische Kontraktion des syntaktischen Schaums größer ist als die metallischer oder supraleitender Materialien, kann es in Folge der Abkühlung von Raumtemperatur auf Betriebstemperatur zu mechanischen Spannungen im Isoliersystem sowie zu Ablösungen des Isoliersystems von metallischen Materialien kommen. Es wird untersucht, inwieweit solche Ablösungen auftreten können und welche Auswirkungen diese Ablösungen auf die Spannungsfestigkeit des gesamten Isoliersystems nehmen.

Einleitung und Motivation

Aktuell verwendete, supraleitende Komponenten in Energieversorgungssystemen verwenden LN_2 -basierte Isoliersysteme. Somit dient LN_2 als Kühl- und Isolationsmedium zugleich. Dies hat den Nachteil, dass die Spannungsfestigkeit des Isoliersystems in Folge von wärmebedingter Blasenbildung erheblich reduziert wird. Syntaktischer Schaum kann als festes elektrisches Isoliersystem diesem Nachteil entgegenwirken, indem LN_2 nur noch als Kühlmedium fungiert.

Syntaktischer Schaum ist ein Verbundwerkstoff, bestehend aus einer polymeren Matrix und eingebetteten Mikrohohlkugeln (MHK), die einen mittleren Durchmesser von einigen 10 μm aufweisen. Der Begriff leitet sich aus der schaumartigen Struktur des Materials ab. Wegen ihrer geringen Dichte und Permittivität senken die MHK mit steigendem Füllgrad die Gesamtdichte und die Gesamtpermittivität des syntaktischen Schaums.

Die thermische Kontraktion des Schaums, die beim Kühlen von Raumtemperatur auf 77 K erfolgt, sinkt mit der Einbettung von MHK. Dies verdeutlicht Abb. 1 am Beispiel von epoxidharzbasiertem syntaktischem Schaum gefüllt mit Glasmikrohohlkugeln.

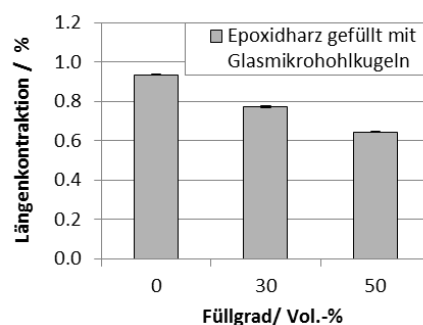


Abb. 1 Einfluss des Mikrohohlkugelfüllgrads auf die Längenkontraktion syntaktischer Schäume auf Basis von Epoxidharz

Die kleinste Längenkontraktion in Folge einer Abkühlung von 293 K auf 77 K ergibt sich für syntaktische Schäume mit einem herstellungsbedingt maximalen

Füllgrad an keramischen MHK von 50 Vol-% zu etwa 0,5 % [1]. Die entsprechenden Längenkontraktionen metallischer Werkstoffe liegen mit 0,2 – 0,4 % hingegen niedriger [2]. Aufgrund der unterschiedlich starken Kontraktionen können beim Abkühlprozess Ablösungen zwischen syntaktischem Schaum von Metallen auftreten. Diese Ablösungen können einen Einfluss auf die elektrischen Eigenschaften des syntaktischen Schaumes haben.

Materialcharakterisierung

Als Matrixmaterialien dienen in den folgenden Untersuchungen ein Epoxidharzsystem (EP) und ein ungesättigtes Polyesterharzsystem (UP). Gefüllt werden diese Systeme jeweils mit 30 Vol.-% silanisierter MHK aus Borosilikatglas. Die Silanisierung dient hierbei zur Steigerung der Haftungsqualität zwischen Hohlkugel und Matrix und führt zu einer Verbesserung der elektrischen Eigenschaften syntaktischer Schäume bei Raumtemperatur [3].

Untersuchungsmethodik

Treten in Folge der unterschiedlichen Längenausdehnungskoeffizienten Ablösungen zwischen syntaktischem Schaum und Elektrodenmaterial auf, kann das Kühlmedium LN_2 in diese erzeugten Fehlstellen eindringen. Um den Einfluss von eindringendem LN_2 auf die Spannungsfestigkeit syntaktischer Schaumisolierungen zu bestimmen, wird zunächst mit Hilfe von Zugversuchen untersucht, inwieweit sich Schaummaterial von Elektrodenmaterial durch Abkühlung ablösen kann. Anschließend wird die Spannungsfestigkeit syntaktischer Schäume an Prüflingen bestimmt, bei denen es LN_2 ermöglicht wird, in auftretende Ablösspalt einzudringen.

Zugversuch:

Jeweils fünf polierte Kugelelektroden aus Edelstahl mit einem Durchmesser von

12 mm werden ca. 5 mm in syntaktischen Schaum eingegossen. Mittels einer Zugmaschine wird die Elektrode unter Aufzeichnung eines Kraft-Weg-Diagramms mit einer Geschwindigkeit von 1 mm/min aus dem syntaktischen Schaum herausgezogen (Abb. 2). Um die Wahrscheinlichkeit von Ablösungen zu erhöhen, werden die Prüflinge vor der Prüfung einem Temperaturschock ausgesetzt, indem sie direkt, d.h. ohne Vorkühlung, mit einer Geschwindigkeit von ca. 1,4 m/s in LN_2 eingetaucht und nach 15 min wieder erwärmt werden. Die Referenz bilden Zugversuche bei Raumtemperatur an Prüflingen ohne jegliche Vorbelastung.



Abb. 2 Prüfling zur Identifizierung von Ablösungen zwischen syntaktischen Schaum und metallischer Elektrode eingespannt in eine Zugmaschine

Durchschlaguntersuchungen:

Zunächst werden Durchschlagprüflinge entworfen, bei denen es LN_2 möglich ist, bis an eine der Kugelelektroden zu gelangen und so in entstehende Ablösspalt eindringen kann. Dies wird mittels eines Bohrlochs ($d = 1 \text{ mm}$) realisiert. Ermittelt werden anhand dieser Prüflinge sowohl die Wechselspannungs- als auch die Gleichspannungsfestigkeit nach VDE 0303-21 und 22, die mit den Werten von Prüflingen ohne Bohrung verglichen werden. Ein Modell dieser Prüflinge mit Bohrung ist Abb. 3 zu entnehmen. Da die Durchmesser der Kugelelektroden 12 mm bei einer Schlagweite von 2 mm betragen, errechnet sich der Homogenitätsgrad zu $\eta = 0,865$. Eine Auswertung der Feldstärken entlang

der Auswertelinien 1-4 (s. Abb. 3) an Prüflingen mit und ohne Bohrung stellt heraus, dass ein Vergleich der Messwerte der Durchschlagversuche zulässig ist. Um die Vergleichbarkeit sicherzustellen, wird jeder Prüfling nach dem Durchschlag optisch dahingehend untersucht, ob der Durchschlag wirklich entlang Linie 1 erfolgte.

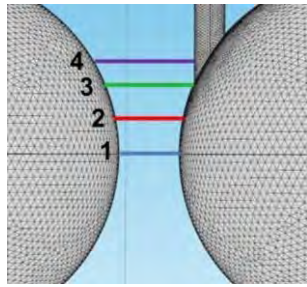


Abb. 3 Modell eines Durchschlagprüflings mit Bohrung und Auswertelinien

Ergebnisse und Diskussion

Zugversuch:

Die Zugversuche zeigen, dass für das Herausziehen der Elektroden aus UP-basiertem syntaktischem Schaum nur etwa 20 % der Kraft benötigt wird, die für EP-basierte syntaktische Schäume aufgebracht werden muss. Zudem nimmt die Kraft in Folge einer thermischen Vorbehandlung der Prüflinge mittels Thermoschocks tendenziell, jedoch nicht signifikant ab (s. Abb 4). Den Ergebnissen ist zu entnehmen, dass EP-basierte syntaktische Schäume signifikant stärker an metallischen Materialien haften als UP-basierte Schäume und dass eine schockartige Abkühlung auf Flüssigstickstofftemperatur (LNT) zu Ablösungserscheinungen zwischen syntaktischem Schaum und Metall führen können. Die Wahrscheinlichkeit, dass solche Ablösungen auftreten, ist für UP-basierte Schäume auf Grund der deutlich schwächeren Haftung der zwischen Schaummaterial und Elektrodenmaterial größer als für EP-

basierte.

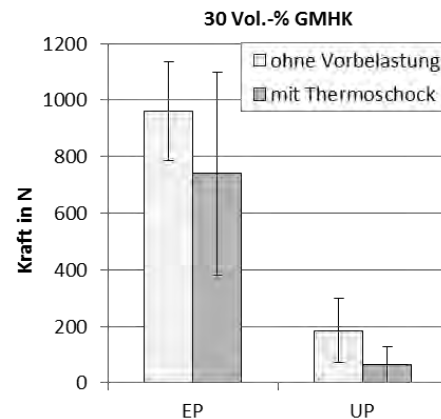


Abb. 4 Benötigte Zugkraft, um Elektroden aus syntaktischen Schaum zu lösen

Durchschlaguntersuchungen:

Die Mittelwerte der ermittelten Spannungsfestigkeiten unter Wechsel- und Gleichspannungsbelastung inklusive der zugehörigen 95 %-Konfidenzintervalle sind in Abb. 5 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Spannungsfestigkeiten der Prüflinge durch die Bohrung und somit eindringendem LN_2 zwar tendenziell um etwa 8 – 12 % sinken, jedoch die Herabsetzung in Folge der sich überlappenden Konfidenzintervalle nicht signifikant ist. Prinzipiell lassen sich an Prüflingen mit eingebrachter Bohrung die gleichen Aussagen treffen, wie bereits an Standardprüflingen ohne Bohrung in vorherigen Untersuchungen bei Gleich und Wechselspannungsbelastung, d.h. die Spannungsfestigkeit EP-basierter syntaktischer Schäume ist unter Gleich- und Wechselspannungsbelastung signifikant größer als die UP-basierter Schäume. Die Spannungsfestigkeit syntaktischer Schäume bei Gleichspannungsbelastung ist hingegen unabhängig vom Matrixmaterial [1, 4].

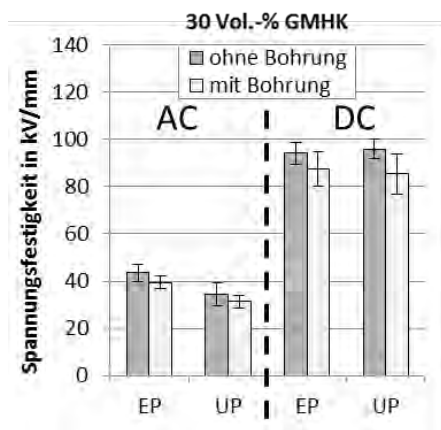


Abb. 5 Spannungsfestigkeiten der Prüflinge mit und ohne Bohrung

Löst sich in Durchschlagsprüflingen syntaktischer Schaum beim Herunterkühlen auf LNT ab, ist nicht ausgeschlossen, dass sich die entstehenden Spalte mit LN₂ füllen. Dies kann für beide untersuchten Spannungsformen auf Grund der geringeren Permittivität und niedrigeren elektrischen Leitfähigkeit des LN₂ zu einer Feldverdrängung in den LN₂-gefüllten Spalt hinein führen (Schaum: $\epsilon_r = 2,6$, $\sigma = 10^{-15}$ S/m; LN₂: $\epsilon_r = 1,44$, $\sigma < 10^{-16}$ S/m). Daher ist es denkbar, dass vorzeitig Entladungen im LN₂ des Spalts zünden, die den syntaktischen Schaum vorschädigen. Der Einfluss solcher Entladungen auf die Wechsel- und Gleichspannungsfestigkeit scheint jedoch sehr gering. Weitere Untersuchungen sollen den Einfluss weiter herausstellen.

Fazit

Untersuchungen zum Ablösungsverhalten syntaktischer Schäume von metallischen Materialien in Folge einer Abkühlung auf LNT zeigen, dass es prinzipiell zu Ablösungen kommen kann. Dabei haften EP-basierte syntaktische Schäume wesentlich stärker an Metallen als UP-basierte Schäume. Füllt sich ein durch Ablösung hervorgerufener Spalt mit LN₂, hat dies jedoch nur einen sehr geringen Einfluss auf die Spannungsfestigkeit des syntaktischen Schaums.

Förderung

Dieses Projekt wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft unter dem Geschäftszeichen SCHN 728/10-1 gefördert.

DFG Deutsche Forschungsgemeinschaft

Quellen

- [1] D. Winkel et al.: Investigations on the Dielectric Strength of Syntactic Foam at Cryogenic Temperature and the Impact of the Filler Material on the Volume Shrinkage. IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), 10.-13. Juni 2012, San Juan, Puerto Rico, 2012.
- [2] R.P. Reed, A.F. Clark: Materials at Low Temperatures. ASM International, Ohio, USA, 1983.
- [3] A. Strauchs: Anwendungsorientierte Modifikation syntaktischer Schäume zum Einsatz in Hochspannungsisoliersystemen. Dissertation, RWTH Aachen, Mainz Verlag, 2013.
- [4] D. Winkel et al.: Investigation of the Dielectric Strength of Syntactic Foam at 77 K under DC Stress. 11th European Conference on Applied Superconductivity (EUCAS), 15.-19. September 2013, Genua, Italien, 2013.

Kontakt

Dipl.-Ing. Daniel Winkel
winkel@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-93033

Untersuchungen von Protrusionen an der inneren Leitschicht polymerisolierter Energiekabel mittels Ultraschall

In modernen Energiekabeln werden vernetzte Polymere als Isolierstoffe eingesetzt. Während der Extrusion des Isoliersystems auf den Leiter können vorvernetzte Partikel aus Leitschichtmaterial entstehen, die in unregelmäßigen Abständen in die Leitschicht eingebracht werden. Diese Protrusionen können als Fehlstellen am Leitschichttrand zu einer inhomogenen Feldverteilung und einer lokalen Erhöhung der Feldstärke an der Grenzfläche zur Kabelisolierung führen, wodurch eine beschleunigte Alterung des Isoliermaterials möglich ist. Nach aktuellem Stand der Technik ist die Detektion von Protrusionen während des Produktionsprozesses nicht möglich. Größere Protrusionen können erst nach Abschluss der Produktion mittels Stoßspannungsprüfungen detektiert werden. Zur Entwicklung eines zerstörungsfreien Monitoringverfahrens mittels Ultraschall wird anhand synthetischer Probekörper ein Prüfaufbau erstellt, mit dem definierte, synthetische Protrusionen in einen Prüfling eingebracht und untersucht werden können. Der Prüfling wird mit verschiedenen Ultraschallmessverfahren und Prüfanordnungen untersucht, um ein mögliches Messverfahren zur Detektion von Protrusionen zu bestimmen. Zur Auswertung der Messdaten werden mehrere Analyseansätze entwickelt und hinsichtlich ihrer Verwendbarkeit zur Detektion bewertet. Die Ergebnisse zeigen, dass die Detektierbarkeit der synthetischen Protrusionen möglich ist. Eine Größenbestimmung der Fehlstellen ist das Ziel weiterer Arbeiten.

Einleitung und Motivation

Das Isoliersystem moderner Energiekabel besteht überwiegend aus vernetzten Polymeren. Dabei wird im Bereich der Hoch- und Mittelspannungskabel typischerweise vernetztes Polyethylen (VPE) als Isoliermaterial verwendet [1]. Durch die Vernetzung des Polyethylens (PE) während der Kabelproduktion werden die thermischen und mechanischen Eigenschaften des Isoliersystems deutlich verbessert. Nach der Extrusion des Rohmaterials auf den Leiter wird der peroxid-basierte Vernetzungsprozess durch hohe Temperaturen in einem Vernetzungsrohr aktiviert. Bereits während des Extrusionsprozesses können im Extruder Vorvernetzungen des Leitschichtmaterials auftreten, die sich an verschiedenen Stellen an den Innenwänden des Extrusionswerkzeugs absetzen. Die vorvernetzten

Partikel können sich von den Wänden lösen, sobald sie eine kritische Größe erreichen, und werden mit dem Leitschichtmaterial auf den Leiter aufgetragen (vgl. Abb. 1). Die Größenordnung dieser Protrusionen liegt im Bereich einiger 10 bis 100 μm [2].

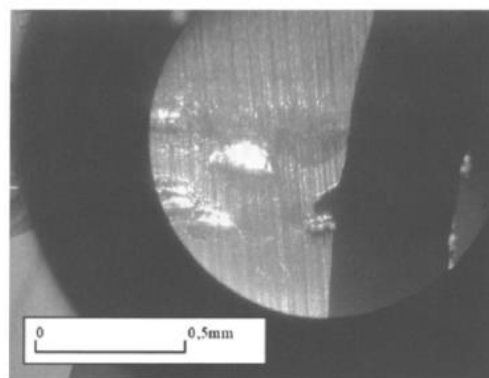


Abb. 1: Dünnschnitt einer Protrusion an der inneren Leitschicht eines VPE-Kunststoffkabels [3]

Die Protrusionen an der Grenzfläche zwischen innerer Leitschicht und Isolierschicht führen als Fehlstellen zu einer inhomogenen Feldverteilung im Isoliersystem der Kabelader. Durch die lokale Erhöhung der Feldstärke während des Betriebs in der Kabelisolierung, kann der Alterungsprozess des Isoliermaterials beschleunigt werden. Im schlimmsten Fall kann die Protrusion zur Entstehung eines „electrical trees“ und dem Versagen des Isoliersystems führen.

Protrusionen können nach aktuellem Stand der Technik erst nach Abschluss der Produktion mittels einer Blitzstoßspannungsprüfung mit erhöhtem Stoßpegel an ausgewählten Teilstücken detektiert werden [3]. Daher soll ein neuer Ansatz zur Detektion von Protrusionen mittels Ultraschall untersucht werden, der ein prozessbegleitendes Monitoring ermöglichen könnte.

Schallausbreitung

Die Ultraschallprüfung nutzt mechanische Wellen zur zerstörungsfreien Untersuchung eines Prüflings. In einem Ultraschallprüfkopf wird ein Ultraschallimpuls über den inversen piezoelektrischen Effekt erzeugt, wobei das Design des Prüfkopfes und die Form der elektrischen Anregung die Impulsform und -frequenz bestimmen [4].

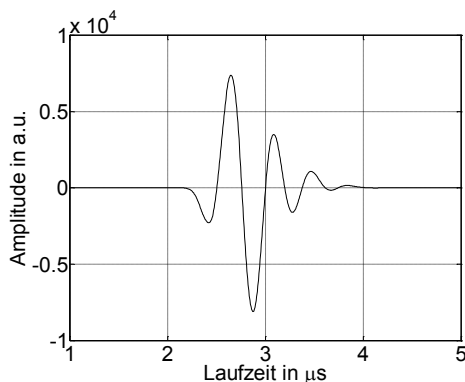


Abb. 2: Zeitsignal eines Ultraschallimpulses (A-Scan)

Die erzeugten Schallimpulse werden in den Prüfling eingeschallt und dort von Materialübergängen, Einschlüssen oder Fehlstellen beeinflusst. Reflektierte Impulse treffen auf einem Prüfkopf auf, in dem die Umwandlung der mechanischen Schallwelle in ein Spannungssignal erfolgt (vgl. Abb. 2).

Die Transformation des Zeitsignals erfolgt mittels einer schnellen Fouriertransformation (FFT) und liefert die spektrale Zusammensetzung des Signals (vgl. Abb. 3).

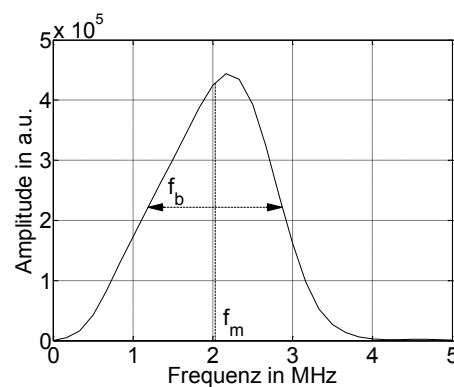


Abb. 3: Spektrum des Ultraschallimpulses

Zur Auswertung des Ultraschallsignals werden Kennwerte wie die Mittenfrequenz f_m und die Bandbreite f_b betrachtet.

Ultraschallmessverfahren

Zur Untersuchung von Protrusionen wird die Reflexion des Ultraschallsignals an der inneren Grenzfläche zwischen Isoliermaterial und Leitschicht gemessen. Dazu werden zwei unterschiedliche Prüfkopfانordnungen verwendet. Beim Impuls-Echo-Verfahren (IE) wird ein einzelner Prüfkopf sowohl als Sende- als auch Empfangseinheit eingesetzt. Es werden Schallimpulse in das Isoliermaterial eingepreßt und die senkrecht reflektierten Anteile detektiert. Das Senden-Empfangen-Verfahren (SE) verwendet zwei Prüfköpfe, die unter einem definierten Winkel zueinander stehen. Bei diesem Verfahren werden die durch Grenzflächen oder Fehlstellen unter einem Win-

kel reflektierten Anteile detektiert. Die empfangenen Impulse werden aufgezeichnet und ausgewertet [4].

Ultraschallbildgebung

Die Ultraschalluntersuchung ermöglicht eine dreidimensionale Darstellung eines undurchsichtigen Prüfkörpers. Dies geschieht durch eine flächige Abtastung (C-Scan) und anschließender computergestützter Auswertung der Zeitsignale. Über die positionsabhängigen Signallaufzeiten kann mittels der materialspezifischen Schallgeschwindigkeit der Ort der Fehlstelle und deren Dimensionen visualisiert werden [5].

Prüfkörper

Zur Prüfkörperherstellung wird eine Hochspannungskabelader verwendet. Ein eingebrachter Zylinder besitzt vier definierte Dornen mit Durchmessern zwischen 200 und 500 μm , die in der Höhe einstellbar sind (vgl. Abb. 4).

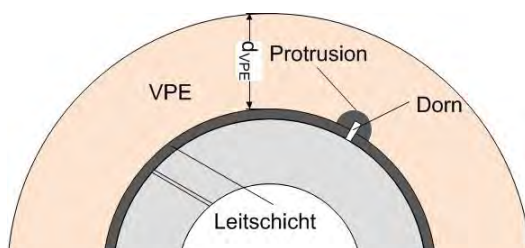


Abb.4: Prüfkörper mit synthetischer Protrusion

Die Dornen drücken von innen in die innere Leitschicht, so dass an der Grenzfläche zum VPE synthetische Protrusionen entstehen. Es werden unterschiedliche Isolierwandstärken d_{VPE} realisiert, um den Einfluss auf die Detektierbarkeit zu untersuchen.

Detektionsverfahren

Die synthetischen Prüfkörper werden mit den beiden vorgestellten Verfahren (IE und SE) untersucht und es erfolgt eine Auswer-

tung der Messergebnisse hinsichtlich Laufzeit, Frequenz und Bandbreite der gemessenen Ultraschallreflexion.

In den folgenden Abbildungen sind die Protrusionen in der Mitte des Bildes innerhalb der quadratischen Rahmen zu erkennen, wobei der Dornendurchmesser von links (200 μm) nach rechts (500 μm) in Schrittweiten von jeweils 100 μm ansteigt. Abb. 5 zeigt die Laufzeitdifferenz zwischen Leitschicht und Aluminiumkern über der Mantelfläche des Prüfkörpers. Ober- und unterhalb der Protrusionen ist der Abdruck der Leitersegmentierung in der Leitschicht zu erkennen, der trotz mechanischer Homogenisierung der Leitschicht nicht vollständig entfernt werden konnte („shape memory effect“, [6]).

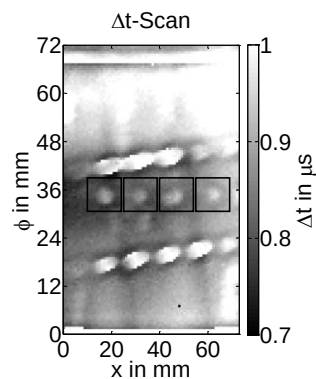


Abb.5: Laufzeitdifferenz zwischen Leitschicht- und Aluminiumimpuls ($h_{Dorn}=400 \mu\text{m}$, $d_{VPE}=15,9 \text{ mm}$)

Die Auswertung der Mittenfrequenz der Leitschichtreflexionen ist beispielhaft in Abb. 6 gezeigt. Hier sind ebenfalls die Protrusionen und Leitersegmentierung erkennbar. Die Leitersegmentierung stellt eine regelmäßige Struktur dar, die über geeignete Algorithmen aus den Positionsdaten extrapoliert werden kann. Dies legt den Schluss nah, dass eine automatisierte Protrusionsdetektion im laufenden Produktionsprozess möglich ist.

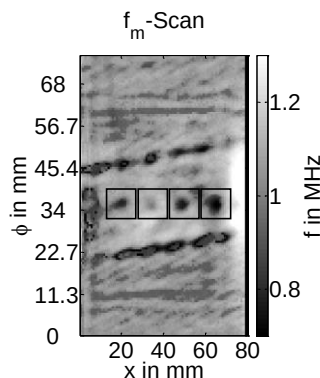


Abb. 6: f_m -Scan der Mittenfrequenz
($h_{Dorn}=400\text{ }\mu\text{m}$, $d_{VPE}=19,8\text{ mm}$)

Fazit und Ausblick

Während des Produktionsprozesses können sich Protrusionen aus vorvernetzten Leitschichtpartikeln an der Grenzfläche zwischen Leitschicht und VPE-Isolierung an Energiekabeln bilden. Diese stellen potenzielle Initialpunkte für „electrical trees“ dar. Konventionelle, destruktive Detektionsverfahren erfassen nur Ausschnitte des Kabels. Die Ultraschalltechnik bietet hier eine interessante Alternative zur Qualitätssicherung, da sie als zerstörungsfreie Prüfmethode prozessbegleitend eingesetzt werden kann. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Detektion von Protrusionen grundsätzlich möglich ist.

Weitere Untersuchungen konzentrieren sich auf die Umsetzung einer automatisierten Abgrenzung von Protrusionen gegenüber anderen Strukturen an der Leitschicht. Hierzu werden die Analysationsalgorithmen optimiert und spezielle Verfahren und Messgeräte entwickelt. Diese können auch in stark dämpfendem VPE bei großen Isolierwandstärken von Energiekabeln der Hochspannungsebene sehr präzise Daten erheben.

Quellen

- [1] A. Küchler: Hochspannungstechnik, 3. Auflage, Springer Verlag, Heidelberg 2009.

- [2] R. Woschitz: Quality Control of XLPE Cable by means of Impulse Voltage Test, Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen, ETG Fachbericht 99, VDE Verlag, Berlin 2005.

- [3] H. M. Muhr: Neue Technologien und Entwicklungen bei festen, flüssigen und gasförmigen Hochspannungsisolationssystemen, e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Ausgabe 5/ 2002, Springer Verlag, Wien 2002.

- [4] J. Krautkrämer, H. Krautkrämer: Werkstoffprüfung mit Ultraschall, 5. Auflage, Springer Verlag, Berlin/ Heidelberg 1986.

- [5] P. J. L. Walter: Detektion und Evaluation von Inhomogenitäten im Volumen und an inneren Grenzflächen in polymeren Isoliersystemen mittels Ultraschall, Dissertation, RWTH Aachen 2006.

- [6] H. A. Khonakdar et al.: Investigation and Modeling of Temperature Dependence Recovery Behavior of Shape-Memory Crosslinked Polyethylene, Macromolecular Theory and Simulations, Vol. 16, WILEY-VCH Verlag, Weinheim 2007.

Kontakt

Henning Frechen, M.Sc.
frechen@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94910

Stefan Seibel, M.Sc.
seibel@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94920

Untersuchungen zur Auswirkung einer Mischfeldbelastung auf das Verhalten von Freiluftisoliersystemen

Durch mangelnde Akzeptanz in der Öffentlichkeit ist ein Trassenneubau häufig ausgeschlossen, so dass hier die Umrüstung einzelner Systeme auf bestehenden Trassen eine interessante Option darstellt. Eine wirtschaftlich attraktive Variante ist die Teilsubstitution bestehender 380 kV-AC-Freileitungen durch HGÜ- Systeme. Die dabei durch Überlagerung elektrischer Gleich- und Wechselfelder entstehenden elektrischen Hybridfelder stellen eine für die Alterung von Isolierstoffen bisher weitgehend unbekannte Beanspruchung dar. Aktuelle Forschungen am Institut für Hochspannungstechnik fokussieren auf die Identifikation der resultierenden Hybridbelastung und auf das Verhalten von Tropfenkorona unter elektrischer Mischfeldbelastung. Hierbei werden die Einflussfaktoren auf diese Oberflächenentladungen untersucht, welche einen signifikanten Anteil am Hydrophobieverlust und damit einem der dominierenden Alterungsmechanismen von Polymerisolatoren aufweisen können.

Einleitung und Motivation

Durch die Parallelführung von Gleich- und Wechselspannungssystemen auf dem gleichen Mast kann es zur Ausbildung einer Mischfeldbelastung aufgrund der Überlagerung von Gleich- und Wechselfeldern kommen. Der Einfluss einer Mischfeldbelastung auf die Alterung polymerer Isoliersysteme ist jedoch bislang nicht hinreichend erforscht.

Nach aktuellem Stand des Wissens ist die Alterung von Silikonisolatoren maßgeblich von der intrinsischen Materialhydrophobie bestimmt. Während der Alterungsfrühphase kann es durch elektrische Oberflächenentladungen hier zu einer nachhaltigen Schädigung kommen. Eine maßgebliche Ursache für Entladungen auf den Isolierstoffoberflächen stellt die Wassertropfenkorona dar. Die Entladungseinsatzfeldstärke ist dabei unter anderem von der Form der Wassertropfen abhängig, die sich mit dem elektrischen Feld ändert. Es existieren Untersuchungen zu Gleich- und Wechsel-feldbelastungen [1, 2], jedoch wurde ein vorherrschendes Mischfeld bisher nicht

betrachtet. Die dielektrischen Parameter der Wassertropfen können dabei durch Fremdschichtablagerungen verschiedenster Arten (z.B. Salznebel, Industrieabgase, Wüstenstaub) beeinflusst werden. In Wassertropfen gelöste Fremdschichtpartikel erhöhen im Allgemeinen die Leitfähigkeit, so dass es zu einer Feldverdrängung auf die unbenetzte Isolationsstrecke kommen kann.

In reinen DC- und AC- Anwendungen sind die Mechanismen zu fremdschichtbeeinflussten Oberflächenentladungen hinreichend bekannt, nicht jedoch unter Mischfeldbeanspruchung. Die am Institut für Hochspannungstechnik laufenden Untersuchungen setzen hier an, um Erkenntnisse zu gewinnen, die bei der Materialauswahl und Isolator dimensionierung helfen.

Identifikation der Mischfeldbeanspruchung von Isolatoren

Zur Untersuchung und Bewertung der Materialalterung von Freiluftisolatoren auf Basis polymer Werkstoffe in hybriden AC/DC-Trassen besteht die Notwendigkeit zur Identifikation der sich einstellenden

elektrischen Mischfeldbelastungen auf den Isolatoroberflächen in Abhängigkeit der Mast- und Isolatoranordnung. Mittels numerischer Feldsimulation wird daher die Zusammensetzung der relevanten Feldvektoren, d.h. tangential, normal und absolut, aus AC- und DC-Anteilen bestimmt. Die entwickelte Simulationsmethodik auf Basis der Finite-Elemente-Methode (FEM) und 3D-Modellen erlaubt dabei die Berücksichtigung der Einflüsse, die sich durch die komplexe Mastgeometrie ergeben [3]. Den Simulationen liegen dabei die Annahmen konstanter, homogener dielektrischer Materialparameter sowie stationärer Zustände zugrunde. Insofern verstehen sich die Simulationsergebnisse als Hintergrundfeldstärke ohne Berücksichtigung von Raumladungen, Ionenströmen oder Umwelteinflüssen. Tab. 1 zeigt die verwendeten Parameter der Dielektrika. Die Simulationsmodelle basieren auf realen Daten von in Deutschland für Hybridtrassen verwendeten Masten und Isolatoren. In ersten Simulationen wird ein Abspannmast entsprechend Abb. 1 betrachtet.

Tab. 1: Dielektrische Parameter

Material	Relative Permittivität	Elektrische Leitfähigkeit
Silikon	$\epsilon_{r,\text{Sil}} = 4,4$	$\sigma_{\text{Sil}} = 10^{-12} \text{ S/m}$
Luft	$\epsilon_{r,\text{Luft}} = 1$	$\sigma_{\text{Luft}} = 10^{-14} \text{ S/m}$ [4]

Dabei liegt der Fokus der Berechnungen auf der Doppelisolatorkette der rechtsseitigen 110 kV-AC-S-Phase, da dort, aufgrund des relativ geringen Abstandes zum 400 kV-DC-Leiter und der fehlenden Schirmwirkung der Traverse, die höchste Gleichfeldeinkopplung erwartet wird.

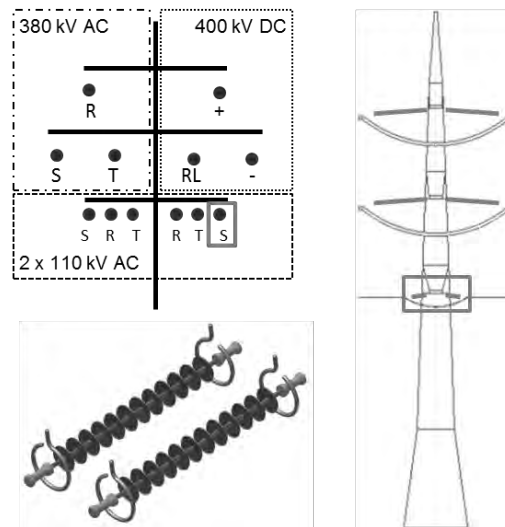


Abb. 1: Modelle zur Identifikation der Mischfeldbelastung von Isolatoren [3, 5]

In Abb. 2 ist das Verhältnis der Betragsanteile der Amplitude der AC-Feldstärke und der DC-Feldstärke an der Mischfeldstärke für absolute, tangential und normale Feldbelastung auf der Oberfläche der Isolatoren entlang ihrer Länge zwischen den Armaturen gezeigt. Erkennbar ist für alle Feldvektoren ein breites Spektrum an Mischfeldkonstellationen zwischen reiner AC- und reiner DC-Feldbelastung. Von besonderem Interesse sind die Bereiche höchster Feldstärke. Diese liegen für alle drei Vektoren am Strunk im Bereich zwischen der leiterseitigen Armatur und dem untersten Schirm bzw. der erdseitigen Armatur und dem obersten Schirm. Wie in Abb. 2 erkennbar, stellen sich am erdseitigen Isolatorende Mischfeldbelastungen mit DC-Anteilen bis 90 % ein. Am leiterseitigen Ende ergeben sich ebenfalls deutliche DC-Anteile bis fast 50 %, wobei die AC-Anteile jedoch insgesamt dominieren [5].

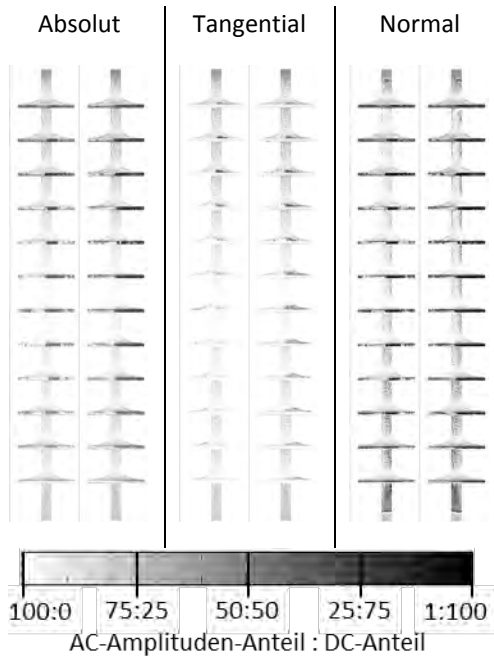


Abb. 2: AC/DC-Zusammensetzung der Mischfeldbelastung auf der Isolatoroberfläche [5]

Im Hinblick auf experimentelle Untersuchungen der Auswirkungen elektrischer Mischfelder auf die Alterung polymerer Freiluftisolierstoffe kann auf Basis der Simulationsergebnisse die Notwendigkeit zur Betrachtung der vollständigen Bandbreite an Mischfeldkonstellationen zwischen reinem Wechsel- und Gleichfeld abgeleitet werden. Um auf Grundlage experimenteller Ergebnisse eine fundierte Aussage über das Alterungsverhalten von Isolatoren in hybriden AC/DC-Freileitungstrassen treffen zu können, bedarf es allerdings weiterer Simulationen. Einerseits sind weitere Mast- und Isolatorgeometrien zu betrachten, andererseits reicht die Kenntnis der Hintergrundfeldstärke für eine derartige Bewertung nicht aus, so dass insbesondere bislang nicht betrachtete Raumladungseffekte in die Berechnungen einbezogen werden müssen. Solche Simulationen können aufgrund ihrer Komplexität und dem damit einhergehenden Rechenaufwand nicht anhand von Modellen gesamter Mastgeometrien erfolgen. Zur Ab-

schätzung des Einflusses von Raumladungszonen auf die Mischfeldbelastung von Isolatoren werden daher zukünftig Berechnungen auf Basis vereinfachter Modelle angestrebt. Ergänzend dazu sind messtechnische Bestimmungen der Mischfelder mittels experimenteller Anordnungen zur grundsätzlichen Validierung der numerischen Berechnungen erforderlich. Diese Kombination aus simulativer und experimenteller Betrachtung bietet eine Möglichkeit zur hinreichend genauen Abschätzung der Feldbelastung der Isolatoren und damit zur gesamtheitlichen Bewertung des Materialalterungsverhaltens von polymeren Freiluftisolatoren in hybriden AC/DC-Trassen.

Neben der Identifikation der auftretenden Mischfeldbelastung an Isolatoren sind experimentelle Untersuchungen zum Materialalterungsverhalten polymerer Isolierwerkstoffe notwendig und stehen daher im Mittelpunkt der Forschung.

Verhalten wassertropfeninduzierter Teilentladungen bei Mischfeldbelastung

Im Rahmen der experimentellen Untersuchungen werden zunächst die feldabhängigen Alterungsphänomene, die zu einer Schwächung der Hydrophobie während der Alterungsfrühphase führen, untersucht. Dazu zählen elektrohydrodynamische Vorgänge an Wassertropfen, die aufgrund von Feldverzerrungen zu Mikroentladungen an der Isolierstoffoberfläche führen und somit die Hydrophobie schädigen können [6].

Bei einer Feldexposition eines Wassertropfens, der sich auf einer hydrophoben Oberfläche befindet, kommt es aufgrund der unterschiedlichen Materialkennwerte sowie dem elektrohydrodynamischen Verhalten der Tropfen zu einer Feldverdrängung in den Außenbereichen des Tropfens und zu

einer lokalen Erhöhung des Hintergrundfeldes. Dabei wird Tropfenform sowohl durch den Grad der Hydrophobie als auch durch das von außen wirkende elektrische Feld bestimmt. Bei Überschreiten einer kritischen Feldstärke kommt es zum Zünden von Teilentladungen, die die Werkstoffoberfläche nachhaltig schädigen können.

Untersuchungsmethodik

Um das Verhalten von Wassertropfen in einem elektrischen Mischfeld zu untersuchen, wird ein Prüfaufbau verwendet, in dem Wassertropfen einem realitätsnahen Mischfeld ausgesetzt werden [7]. Der Versuchsaufbau ermöglicht auf einer polymeren Isolierstoffoberfläche eine Überlagerung von Gleich- und Wechselfeld, Abbildung 3. Ein wechselfeldseitiges Teilentladungsmesssystem (TeMS) detektiert die tropfeninitiierten Teilentladungen.

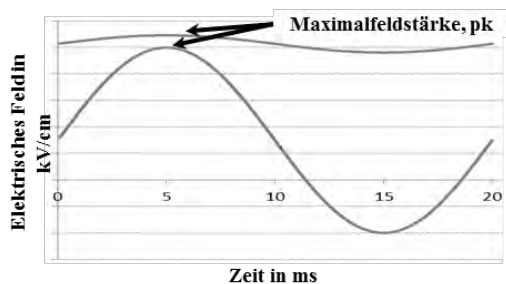


Abb. 3: Exemplarischer Feldverlauf des Hintergrundfeldes im Bereich des Tropfens

In der nachfolgenden Nomenklatur wird der Scheitelwert der TE-Einsatzspannung bei reiner Wechselfeldbelastung als Referenzwert (100% AC) heran gezogen. Bei Mischfeldbelastungen wird jeweils eine geringere Wechselfeldamplitude angelegt, beispielsweise 50% der AC Einsatzspannung, und die Gleichspannung so lange gesteigert, bis es zu Teilentladungen kommt. Die Variation der Spannungsparameter führt zu unterschiedlichen Hintergrundfeldstärken. Abb. 1. Zur Nachbil-

dung verschiedener Feldrichtungen werden zwei Prüflingsgeometrien gewählt, Abbildung 4.

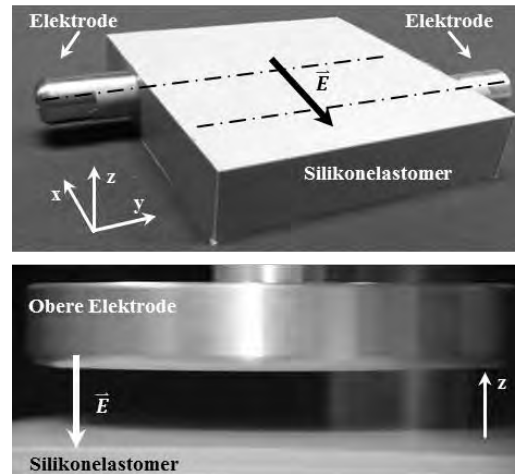


Abb. 4: Prüflinge: Tangentiales und normales Hintergrundfeld [8]

Die Stabelektroden werden in Silikon eingebettet und dienen zur Kontaktierung mit Gleich- bzw. Wechselfeldspannung. Numerische Feldberechnungen zeigen, dass an der Oberfläche zwischen den Elektroden ein örtlich konstantes Mischfeld mit starkem tangentialem bzw. normalem Anteil vorliegt [5]. Mittig auf der Oberfläche wird ein Wassertropfen als Prüfobjekt aufgebracht. Dabei werden sowohl die Tropfengröße als auch die Leitfähigkeit variiert.

Ergebnisse und Diskussion

Die Untersuchungsergebnisse für mischfeldbelastete Tropfen werden im Folgenden vorgestellt und diskutiert. Als Vergleichswert wird jeweils der Mittelwert der Scheitelwerte der Hintergrundfeldstärke von zehn unabhängigen Versuchen zusammen mit dem zugehörigen 95%-Vertrauensintervall gebildet. Abbildung 5 zeigt die Teilentladungseinsatzfeldstärke in Abhängigkeit der Tropfengröße im tangential anliegenden Mischfeld.

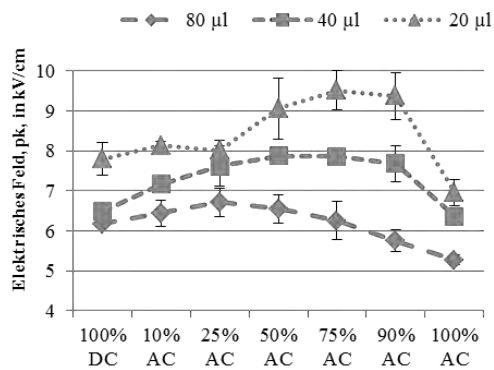


Abb. 5: Variation der Feldzusammensetzung sowie der Tropfengröße [8]

Für alle anliegenden Spannungsformen steigt die Hintergrundfeldstärke mit abnehmendem Tropfenvolumen an. Im Vergleich zu reiner Feldbelastung (Gleich- bzw. Wechselfeld) lässt sich für Mischfelder ein Anstieg der mittleren Einsatzfeldstärke für Teilentladungen beobachten. Dieser Effekt ist für kleine Tropfengrößen signifikant, für große Tropfen tendenziell erkennbar. Weiterhin wird eine Verschiebung der maximalen Hintergrundfeldstärke mit steigendem Tropfenvolumen hin zu höheren Gleichanteilen beobachtet. Ein Erklärungsansatz basiert auf der Verformung des Wassertropfens aufgrund elektrodynamischer Kräfte, welche den Tropfen in verschiedenen Schwingungsmodi anregt und den Tropfenwinkel somit spannungsabhängig variiert. Optische Untersuchungen der Tropfenverformung im Mischfeld werden zur Aufklärung der elektrohydrodynamischen Vorgänge verwendet, Abbildung 6. Bei normaler Feldrichtung kommt es zur Ausbildung eines Taylorkonus an der Spitze des Tropfens, der aufgrund der Feldverzerrung zum Einsatz von Teilentladungen führt. Bei einer tangentialen Feldbelastung des Tropfens ändert sich bedingt durch die Schwingungsfrequenz des Tropfens der Kontaktwinkel des Tropfens, wodurch eine Verzerrung des Hintergrundfeldes hervorgerufen wird, die zur Zündung von Teilentladungen in beiden Halbperi-

den einer 50 Hz Schwingung führen. Erste optische Untersuchungen zeigen, dass bei der Überlagerung eines Gleich- und Wechselfeldes die dominante Schwingungsfrequenz maßgeblich vom Verhältnis zwischen Gleich- und Wechselanteil des elektrischen Feldes abhängt.

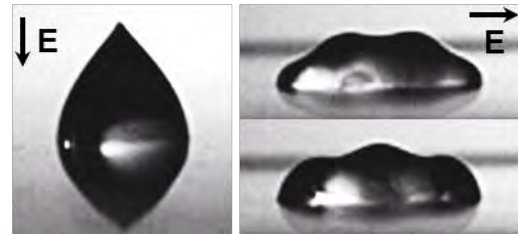


Abb. 6: Tropfendeformation bei Feldexposition, links: Ausbildung eines Taylorkonus bei normaler Feldrichtung, rechts: periodisches Schwingungsverhalten bei tangentialer Feldrichtung

Der Einfluss der Tropfenleitfähigkeit auf die Einsatzfeldstärke unter tangentialer Hybridfeldbeanspruchung ist in Abbildung 7 dargestellt. Eine Erhöhung der Leitfähigkeit hat keinen signifikanten Einfluss auf die Einsatzfeldstärke. Die Tropfenleitfähigkeit zeigt auch bei normaler Feldrichtung keinen signifikanten Einfluss.

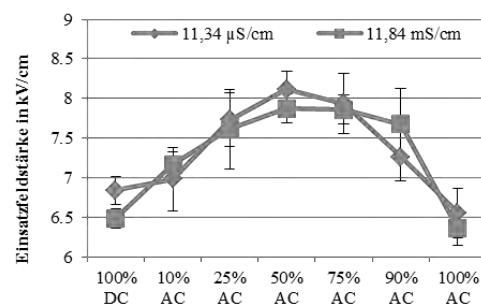


Abb. 7: Einfluss der Tropfenleitfähigkeit auf den Teilentladungseinsatz bei tangentialer Feldrichtung [8]

Bei normaler Feldbelastung lässt sich ein ähnlicher Verlauf der Einsatzfeldstärke wie bei tangentialem Feld beobachten. Sie liegt für Mischfelder ebenfalls über derjenigen von reinen Gleich- bzw. Wechselfeldern.

Allerdings sind die erforderlichen Einsatzfeldstärken signifikant höher als bei tangentialer Feldrichtung. Diese aus der Literatur für reine Gleich- und Wechselspannungsfelder bekannte Tatsache wird hier auch für Mischfelder bestätigt.

Zusammenfassung und Ausblick

Anhand numerischer Studien konnte gezeigt werden, dass sich bei Parallelführung von Wechsel- und Gleichspannungsleitern auf einem Freileitungsmast elektrische AC/DC-Mischfelder auf der Oberfläche der Freiluftisolatoren ausbilden. Die Simulationsergebnisse implizieren dabei die Notwendigkeit zur Untersuchung des Materialalterungsverhaltens von Silikonisolatoren für die vollständige Bandbreite von überlagerten Feldern zwischen reiner AC- und reiner DC-Feldbelastung. Die Feldberechnungen vernachlässigen bislang die Bildung von Raumladungszonen, welche ein hinreichend bekanntes Phänomen bei Gleichspannungsanwendungen darstellt. Zur gesamtheitlichen Bewertung des Materialalterungsverhaltens der Isolatoren ist daher zukünftig eine Abschätzung des Einflusses von Raumladungen auf die Mischfeldbelastung mittels numerischer und experimenteller Ansätze angestrebt.

Anhand experimenteller Untersuchungen des Teilentladungsverhaltens an singulären Tropfen auf polymeren hydrophoben Isolierstoffoberflächen wurde gezeigt, dass die für die Zündung von Teilentladungen kritischen Hintergrundfeldstärke wesentlich durch die Tropfengröße wie auch durch die Tropfenform in Abhängigkeit von der Feldrichtung abhängt. Es wird eine steigende Einsatzfeldstärke für tangentiale Mischfelder im Vergleich zu reinen AC- bzw. DC- Feldern beobachtet, die mit sinkender Tropfengröße zunimmt. Die Leitfähigkeit des Tropfens zeigt wie auch bei

Gleich- bzw. Wechselspannungsanregung keinen Einfluss auf den Teilentladungseinsatz. Für elektrische Hybridfelder in Normalrichtung wird eine erhöhte Teilentladungseinsatzfeldstärke im Vergleich zu Feldern in tangentialer Richtung beobachtet.

Die Untersuchungen zeigen eine veränderte Teilentladungscharakteristik für Wassertropfen auf, die einem überlagerten Gleich- und Wechselfeld ausgesetzt sind. Hieraus ergibt sich ein potentiell verändertes Alterungsverhalten. Durch den Anstieg der kritischen Zündfeldstärke für singuläre mischfeldbeanspruchte Wassertropfen bei gleichzeitig stark unterschiedlichem Teilentladungsverhalten hinsichtlich Kontinuität und Intensivität zeigt sich eine potentielle Herabsetzung des Schädigungspotentials. Für eine übertragbare Bewertung der Ergebnisse für realitätsnahe Isolatorgeometrien ist zusätzlich die Betrachtung geneigter Oberflächen sowie der Untersuchung von Tropfen- bzw. Taubelägen notwendig.

Zukünftige Forschungsinhalte konzentrieren sich auf die Identifikation und Modellierung des veränderten TE-Verhaltens bei Mischfeldanregung sowie der Untersuchung von Tropfenbelägen zur Abbildung technisch relevanter Bedingungen. Die Ergebnisse tragen zum Verständnis der Prozesse in der Alterungsfrühphase bei und dienen der Entwicklung beschleunigter Materialprüfverfahren zur Bewertung der Hydrophobiebeständigkeit polymerer Freiluftisolierwerkstoffe wie dem Dynamischen Tropfentest [9, 10].

Danksagung

Die Autoren danken Amprion und LAPP Insulators für ihre fachliche und finanzielle Unterstützung.



Quellen

- [1] M. Nazemi, V. Hinrichsen, "Experimental investigations on water droplet oscillation and partial discharge inception voltage on polymeric insulating surfaces under the influence of AC electric field stress," IEEE Trans. Dielect. Electr. Insul, vol. 20, no. 2, pp. 443–453, 2013.
- [2] S. Feier-Iova, "The Behaviour of Water Drops on Insulating Surfaces Stressed by Electric Field," PhD thesis, TU Darmstadt, Darmstadt, 2009.
- [3] A. Wagner, J. Knauel, "Methodology for the numeric simulation of a hybrid AC/DC field stress on overhead line insulators," in 18th International Symposium on High Voltage Engineering, 2013.
- [4] W. Gringel, "Luftionen, Luftleitfähigkeit und ihr Zusammenhang mit Aerosolteilchen," Promet, vol. 7, no. 2, pp. 13–16, 1977.
- [5] J. Knauel, A. Wagner, R. Puffer, J. M. Seifert, S. Liu, M. Brückner, B. Rusek, S. Steevens, A. Gravelmann, K. Kleinekorte, "Behaviour of insulators under hybrid electrical AC/DC field stress," in Cigré D1 Session 2014, 2014.
- [6] K.O. Papailiou, F. Schmuck, "Silikon-Verbundisolatoren: Werkstoffe, Dimensionierung, Anwendungen: Springer Verlag, 2012.
- [7] J. Knauel, A. Wagner, "Investigations on droplet initiated discharges under hybrid field stress," in 18th International Symposium on High Voltage Engineering, 2013.
- [8] J. Knauel, A. Wagner, „Verhalten von Tropfenkorona auf polymeren Isolierstoffoberflächen unter Mischfeldbeanspruchung“, ETG Fachtagung „Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen: Beanspruchungen, Design, Prüfverfahren, Lebensdauer“, Dresden, 2013.
- [9] C. Bär, R. Bärsch, J. Lambrecht, G. Simson, "On the influence of selected test parameters on the retention of hydrophobicity of silicone elastomers in the dynamic drop test under AC and DC stress," in 18th International Symposium on High Voltage Engineering, 2013.
- [10] A. Hergert, J. Kindersberger, C. Bär, R. Cervinka, R. Bärsch, "Hydrophobiebeständigkeit polymerer Isolierwerkstoffe mit dem Dynamischen Tropfen-Prüfverfahren – Vergleich zwischen AC- und DC-Beanspruchungen," RCC Polymertechnik GmbH Fachtagung: Werkstoffe zur Anwendung in der elektrischen Energietechnik unter den besonderen Anforderungen der HGÜ, 2012

Kontakt

Dipl.-Ing. Jens Knauel
knauel@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-97346

Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner
wagner@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94939

Parametrierung und Anwendung von Methoden zur objektiven Zustandsbewertung

Verteilungsnetzbetreiber sehen sich zunehmend Kostendruck ausgesetzt, der auf Seiten der Betriebskosten insbesondere auf die Instandhaltung von Betriebsmitteln fokussiert. Zustandsbasierte Instandhaltungsstrategien versprechen eine Reduktion der Instandhaltungsmaßnahmen auf ein notwendiges Minimum, bei gleichzeitig hoher Versorgungszuverlässigkeit. Allerdings basieren aktuelle Verfahren zur Bewertung des Betriebsmittelzustands auf der subjektiven Einschätzung des Instandhaltungspersonals. In diesem Beitrag werden zwei Zustandsbewertungsverfahren für Ortsnetzstationen vorgestellt und parametrisiert. Zur objektiven Parametrierung der Zustandsbewertung werden statistische Auswertungen des Schadens- und Störungsaufkommens und eindeutig bewertbaren Eigenschaften von Eingangsdaten verwendet.

Einleitung und Motivation

Die Reduktion von Instandhaltungsmaßnahmen führt zu einer direkten Einsparung von Netzbetriebskosten. Allerdings ist es erforderlich eine gezielte Auswahl der Instandhaltungsmaßnahmen durchzuführen, um sinkende Versorgungszuverlässigkeit des elektrischen Netzes zu vermeiden. In der zustandsbasierten Instandhaltung wird die Auswahl von Instandhaltungsmaßnahmen an Betriebsmitteln auf Basis eines Zustandswerts getroffen, der zu einer Rangordnung der Betriebsmittel führt. Abb. 1 zeigt eine Übersicht über den Prozess der zustandsbasierten Instandhaltung.

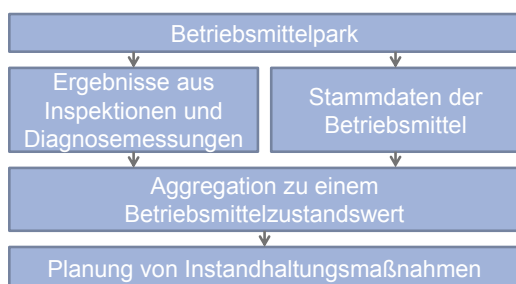


Abb. 1: Prozessablauf der zustandsorientierten Instandhaltung

Eingangsdaten für die technische Zustandsbewertung, sogenannte Indikatoren, sind Stammdaten der Betriebsmittel und Ergebnisse aus Inspektionen. Als Stammdaten werden nicht oder langsam veränder-

liche Betriebsmittelinformationen bezeichnet. Ergebnisse aus Inspektionen basieren in der Verteilungsnetzebene auf Sichtkontrollen der Betriebsmittel. Funktionskontrollen und Diagnosemessungen werden nur vereinzelt durchgeführt [1].

Zustandsbewertungsverfahren basieren in der Praxis auf einer subjektiv gewichteten Aggregation von Indikatoren. Zur Bewertung des Instandhaltungsbedarfs von Betriebsmitteln und kosteneffizienten Planung von Instandhaltungsmaßnahmen in Verteilungsnetzen werden objektive Verfahren zur Parametrierung der Zustandsbewertung benötigt. Die große Anzahl an unterschiedlichen Ausführungen elektrischer Anlagen erfordert zudem Verfahren zur automatisierten Parametrierung, die eine individuelle Bewertung des Zustands ermöglichen.

Zustandsbewertungsverfahren

Das ABC-Verfahren zur Zustandsbewertung von Betriebsmitteln basiert auf der ABC-Methode. Dieses Verfahren teilt die Betriebsmittel in Klassen ein, die eine unterschiedliche Priorität für die Instandhaltung aufweisen. Zur Einteilung wird ein Kriterium verwendet, das die Betriebsmittel aufgrund von Stammdaten, z.B. Alter oder Bauart oder vorliegenden Schäden kategorisiert [2].

Ein weiteres Zustandsbewertungsverfahren ist das empirische Verfahren, bei dem Indikatoren einzeln bewertet und durch eine gewichtete Summenbildung zu einem Zustandswert aggregiert werden (siehe Abb. 2). Die Gewichtung der Indikatoren wird durch das Instandhaltungspersonal vorgenommen, um die unterschiedliche Bedeutung der Indikatoren für den Zustand zu berücksichtigen [1]. Allerdings ist die Fähigkeit von Menschen, rationale Urteile zu treffen, auf eine maximale Anzahl von fünf bis neun Alternativen beschränkt [3], sodass Menschen kognitiv mit der Gewichtung von mehr als neun Indikatoren überfordert sind.

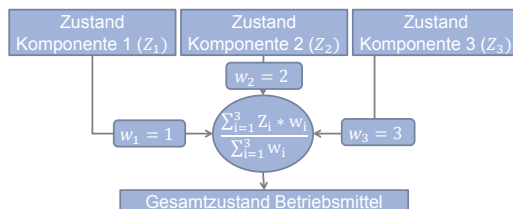


Abb. 2: Übersicht über das empirische Zustandsbewertungsverfahren

Analytic Hierachy Process

Zur Gewichtung von mehr als neun Indikatoren kann der „Analytic Hierachy Process“ (AHP), ein Verfahren aus der multikriteriellen Entscheidungslehre, verwendet werden. Der AHP bestimmt in drei Schritten systematisch relative Prioritäten von Alternativen, die zur Gewichtung von Indikatoren verwendet werden können [3].

Zuerst wird eine Paarvergleichsmatrix M aufgestellt, in der alle n Alternativen A miteinander verglichen werden.

$$\begin{matrix} & A_1 & \cdots & A_n \\ A_1 & 1 & \cdots & 9 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ A_n & 1/9 & \cdots & 1 \end{matrix}$$

Die Alternativen werden mit einer Skala von 1 (gleich wichtig) bis 9 (sehr viel wichtiger) bewertet. Ist eine Alternative unwichtiger, so wird der Kehrwert, z.B. 1/9

verwendet (siehe Abb. 3). Anschließend wird der Eigenvektor der Matrix berechnet. In [3] wird gezeigt, dass die Bestimmung von relativen Gewichten aus M ein Eigenwertproblem darstellt. Der Eigenvektor wird durch die Summe seiner Elemente geteilt und bildet als normalisierter Eigenvektor die Gewichte der Alternativen [3].

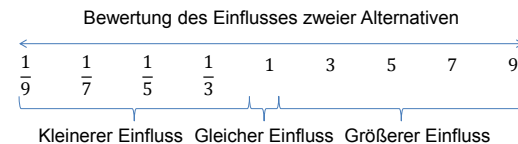


Abb. 3: Vergleichsskala zur Bewertung des Einflusses von Alternativen im AHP

Im Anschluss an die Bestimmung der Gewichte ermöglicht der AHP eine Konsistenzprüfung der Paarvergleichsmatrix. Durch die Berechnung eines „Consistency Index“ CI aus dem maximalen Eigenwert λ_{max} und dem Rang von M , sowie dem Vergleich des CI mit dem einer großen Anzahl zufällig generierter Matrizen, die inkonsistent sind, kann die Logik der Vergleiche nachgewiesen werden [3].

$$CI = \frac{\lambda_{max} - Rang(M)}{Rang(M) - 1}$$

Die Annahme für konsistente Matrizen ist, dass der CI kleiner 10 % als der mittlere CI aller zufällig generierten Matrizen ist [3].

Ansatz zur objektiven Parametrierung von Zustandsbewertungsverfahren

Im Folgenden wird eine Zustandsbewertung für Ortsnetzstationen (ONS) auf Basis von Inspektionsprotokollen parametrisiert. Diese enthalten ca. 60 Protokollpunkte, die durch Ja/Nein-Fragen überprüfen, ob Schäden an den Betriebsmitteln der ONS vorliegen. Unterteilt werden die ONS in ihre fünf Hauptkomponenten „Baulicher Teil“, „Mittelspannungsschaltanlage“, „Mittelspannungskabel“, „Transformator“ und

„Niederspannungsschaltanlage“. Bei ölpa-pierisolierten Mittelspannungskabeln werden beispielsweise der Kabelzustand, Füllstand und Dichtigkeit des Schauglases abgefragt.

Die Parametrierung der Zustandsbewertungsverfahrens erfordert die Definition von Kriterien zur objektiven Bewertung der Wichtigkeit von Indikatoren. Im Folgenden werden Kriterien vorgestellt, die zur Parametrierung verwendet werden können.

Bei dem ABC-Verfahren wird die Anzahl betroffener Kunden im Fehlerfall zur Parametrierung des Verfahrens verwendet. Eine Störung der Mittelspannungsschaltanlage betrifft z.B. den gesamten Mittelspannungsring. Protokollpunkte dieser Komponente werden in Kategorie 3 eingeordnet. Nachfolgend werden Transformatorschäden in Kategorie 2 und Schäden der Niederspannungsschaltanlage in Kategorie 1 eingeordnet, da diese eine geringere Kundenanzahl betreffen. Besonders kritische Schäden, z.B. der Zugang zur ONS, werden in Kategorie 4 eingeordnet, die eine unmittelbare Handlung veranlasst. Der ONS-Zustand entspricht der höchsten Kategorie, in der mindestens ein Schaden vorliegt.

Zur Parametrierung des empirischen Verfahrens wird der AHP verwendet, um objektive Gewichte für Indikatoren zu ermitteln. Der AHP ermöglicht es mehr als ein Kriterium zur Bewertung der Wichtigkeit eines Indikators zu definieren. Als relevante Kriterien werden die Schadens- und Störungshäufigkeit und die Funktionsbeeinträchtigung im Störfall, aufgrund des Einflusses auf die Versorgungszuverlässigkeit ausgewählt. Zusätzlich wird die Reparaturdauer im Störfall aufgrund des Einflusses auf die Wiederversorgungsdauer aufgenommen. Des Weiteren werden die besondere Dringlichkeit der Schadensbehebung und die betroffene Kundenanzahl

im Fehlerfall berücksichtigt. Zur Sicherstellung der Objektivität werden mittlere Schadens- und Störungsraten aus Statistiken entnommen. Reparaturdauern und besonderer Dringlichkeit entsprechen Einschätzungen eines Netzbetreibers.

Die Gewichtung der Indikatoren mit dem AHP erfordert eine Bewertung nach den Kriterien. Zu diesem Zweck wird eine „Score Card“ gebildet, in der jedem Indikator in jeder Kategorie Noten von 1 bis 5 vergeben werden (siehe Tab. 1). Die Schadens- und Störungsrate sowie die Reparaturdauer werden zwischen dem minimalen und maximalen Wert in 5 Notenstufen aufgeteilt. Die Kategorien Funktionsbeeinträchtigung und besondere Dringlichkeit werden nur mit den Noten 1 oder 5, entsprechend der Bewertung Ja/Nein beurteilt. Für die Anzahl betroffener Kunden werden, entsprechend dem ABC-Verfahren, Noten von 1 bis 3 vergeben.

	Schadensrate (Note)	Besondere Dringlichkeit (Note)	Summe der Noten
Indikator 1	0,001 (1)	JA (5)	6
Indikator 2	0,003 (3)	Nein (1)	4
Indikator 3	0,005 (5)	Ja (5)	10

Tab. 1: Beispiel „Score Card“ mit 2 Kriterien zur Bewertung von Indikatoren

Es wird angenommen, dass eine Wiederversorgung im Störfall innerhalb von drei Stunden erfolgt. Längere Reparaturdauern werden mit gleicher Relevanz bewertet.

Durch Summation der Noten wird eine Gesamtpunktzahl für jeden Indikator ermittelt. Hierbei werden die Kategorien entsprechend ihrer Bedeutung gewichtet (siehe Tab. 2).

Kriterium	Gewicht
Schadensrate	1
Störungsrate	3
Reparaturdauer	2
Funktionsbeeinträchtigung	5
Besondere Dringlichkeit	7
Anzahl betroffener Kunden	3

Tab. 2: Gewichtung der Kriterien zur Bewertung der Wichtigkeit von Indikatoren

Mit einem Gewicht von 7 und 5 werden die Funktionsbeeinträchtigung und besondere Dringlichkeit als wichtigste Kriterien gewählt, da Schäden dieser Kategorien bevorzugt behoben werden müssen. Schäden führen nur nach Entwicklung zu einer Störung zu Versorgungsunterbrechungen. Neben der Reparaturdauer ist die Wiederversorgungsdauer von der Netztopologie abhängig. Aus diesem Grund werden die Störungsrate und Anzahl betroffener Kunden höher gewichtet.

Neben der Anwendung objektiver Kriterien ermöglicht der AHP die automatisierte Generierung von Gewichten in Abhängigkeit von der Stationsausführung. Z.B. wird Verschmutzung bei luftisolierten im Vergleich zu hermetisch dichten SF₆-isolierten Schaltanlagen mit höherer Wichtigkeit bewertet, da diese zu Störlichtbögen führen kann.

Anwendung und Vergleich von Zustandsbewertungsverfahren

Die Zustandsbewertungsverfahren werden auf eine Menge von ca. 1500 Inspektionsprotokollen von ONS, mit 1100 luftisolierten und 400 SF₆-isolierten Mittelspannungsschaltanlagen angewendet. Die Ergebnisse der Zustandsbewertung nach dem empirischen Verfahren sind auf den Wertebereich 0 – 4 skaliert. Die relative Schadenshäufigkeit der zehn häufigsten Schäden ist in Abb. 4 gezeigt.

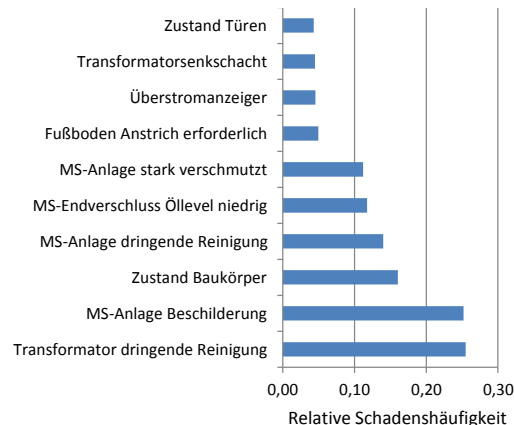


Abb. 4: Relative Schadenshäufigkeit der zehn häufigsten Inspektionspunkte

Abb. 5 zeigt die Ergebnisse der Zustandsbewertung von luft- und SF₆-isolierten Schaltanlagen. Verfahrensbedingt können die ONS bei der Bewertung mit dem ABC-Verfahren nur 4 Zustandswerte annehmen. Bei dem empirischen Verfahren wird dagegen der gesamte Wertebereich ausgenutzt.

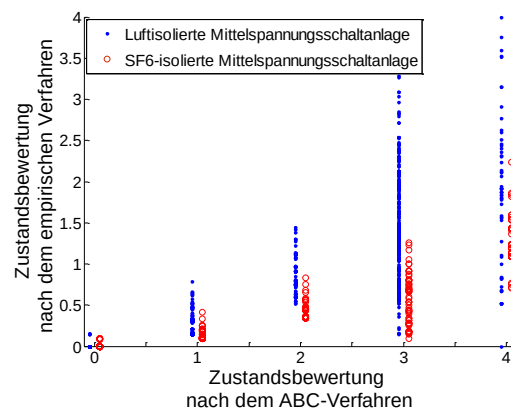


Abb. 5: Zustandswerte nach dem ABC- und dem empirischen Verfahren

Die Anwendung beider Verfahren ergibt unterschiedliche Zustandswerte. Insbesondere bei ONS, die nach dem ABC-Verfahren in Kategorie 3 eingeordnet werden, variieren die Zustandswerte nach dem empirischen Verfahren. Als Ursache für die Streuung kann die häufige Verschmutzung der Mittelspannungsschaltanlage identifiziert werden. Während der Indikator im ABC-Verfahren mit Kategorie 3 bewertet wird, ist dieser im empirischen Verfahren niedrig gewichtet, da verschmutzte Anla-

genteile nur selten zu Störungen führen und Verschmutzung insbesondere bei gekapselten Schaltanlagen unkritisch ist.

Einzelne Schäden können den Zustandswert im empirischen Verfahren aufgrund der Summenbildung nur mit ihrem Gewicht beeinflussen. Daraus folgt die Streuung bei den Zustandswerten im Vergleich zum ABC-Verfahren. Gleichzeitig weist das Verfahren eine größere Sensitivität des Zustandswerts auf Schäden auf.

Aufgrund der Parametrierung der Bewertungsverfahren auf Basis von objektiven Kriterien findet bei der Anwendung des ABC- und des empirischen Verfahrens eine objektive Bewertung des Betriebsmittelzustands statt. Der Vorteil des empirischen gegenüber dem ABC-Verfahren ist, dass eine sensitivere Abbildung der Indikatoren auf einen Zustandswert stattfindet und mehr als eine Kategorie zur Bewertung der Wichtigkeit von Indikatoren verwendet werden kann.

Zusammenfassung und Ausblick

Zustandsbasierte Instandhaltungsstrategien können angewendet werden, um Instandhaltungsmaßnahmen effizienter zu planen. Die Umsetzung der Instandhaltungsstrategie erfordert die objektive Bewertung des Betriebsmittelzustands.

In diesem Beitrag werden zwei Zustandsbewertungsverfahren für ONS vorgestellt. Das ABC-Verfahren erlaubt eine Einteilung der Stationen in Kategorien. Dahingegen können Zustandswerte nach dem empirischen Verfahren mit größerer Sensitivität bestimmt werden.

Der AHP gewichtet die Indikatoren nach definierten Kriterien. Das Verfahren ermöglicht eine autoautomatisierte und objektive Generierung von Gewichten für ONS unterschiedlicher Ausführungen.

Neben der Parametrierung von Zustandsbewertungsverfahren können auch innovative Algorithmen (z.B. Fuzzy Logik) zu einer Verbesserung der Bewertung führen. Insbesondere bei unsicheren und fehlenden Daten zeigen innovative Algorithmen Vorteile bei der Zustandsbewertung.

Danksagung

Die Autoren danken der Stadtwerke Aachen AG und der SAG GmbH für ihre fachliche Unterstützung.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Quellen

- [1] G. Balzer, C. Schorn: Asset Management für Infrastrukturanlagen – Energie und Wasser. Springer Verlag, Heidelberg, Dordrecht, London, New York, 2011.
- [2] M. Schenk: Instandhaltung technischer Systeme. Springer Verlag, Heidelberg, Dordrecht, London, New York, 2010.
- [3] T. L. Saaty, J. M. Katz: How to make a decision: The Analytic Hierarchy Process. European Journal of operational research, 1990, Jahrgang 48, Nr. 1.

Kontakt

Pascal Köhn, M.Sc.
koehn@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49372

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres
andres@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49331

Optimierung von Hochspannungsleistungsschaltern für den Einsatz von Kohlenstoffdioxid als Löschgas

Politische und gesellschaftliche Diskussionen um den Klimawandel sowie ein im Rahmen der Revision der europäischen Verordnung über fluorierte Treibhausgase erwarteter Anstieg des Zertifizierungsaufwands für den Umgang mit dem Lösch- und Isoliergas Schwefelhexafluorid haben zur Verfügbarkeit erster Substitutionslösungen im Bereich der Hochspannungsschaltgeräte geführt. Erste kommerziell erhältliche, mit Kohlenstoffdioxid gefüllte Leistungsschalter zeigen jedoch, dass ein ökonomisch und ökologisch sinnvoller Einsatz dieses Gases nur bei einer Anpassung der Schaltkammer auf die physikalischen und thermodynamischen Gaseigenschaften möglich ist. Im Rahmen dieses Beitrags werden für den Einsatz von Kohlenstoffdioxid angepasste Schaltkammerdesigns in Bezug auf ihr thermisches Ausschaltvermögen untersucht und der Einfluss der Kontaktbewegung auf die Ausschaltleistung evaluiert.

Einleitung und Motivation

Hochspannungsleistungsschalter und gas-isolierte Schaltanlagen (GIS) gefüllt mit Schwefelhexafluorid (SF_6) repräsentieren den Stand der Technik bei Hochspannungsschaltgeräten. Gleichzeitig hat die Suche nach möglichen Alternativen zu SF_6 zur Entwicklung erster Prototypen mit Kohlenstoffdioxid (CO_2) gefüllter Schaltgeräte geführt [1, 2]. Dem Nachteil der im Vergleich zu SF_6 um den Faktor zwei erhöhten Strömungsgeschwindigkeit, resultierend in einer deutlich schnelleren Abnahme des zur Lichtbogenkühlung notwendigen Beblasungsdrucks, wird hierbei durch den Einsatz eines vergrößerten Kompressionsvolumens entgegengewirkt. Hierzu ist jedoch eine Erhöhung der Antriebsenergie notwendig [2]. Im Hinblick auf die kosten- und materialeffiziente Anwendung der CO_2 -Technologie für Bemessungsspannungen $U_m \geq 145 \text{ kV}$ kann dieses Vorgehen nicht beliebig fortgesetzt werden. Ein Optimierungsansatz zur Erhöhung der Ausschaltleistung durch Ausnutzung der Löschgaseigenschaften ist die mehrfa-

che Ausführung des Heizkanals in der Schaltkammer zur Verbesserung der Lichtbogenkühlung. Die hier vorgestellten Untersuchungen erfolgen dabei zunächst anhand eines Leistungsschaltermodells mit feststehendem Kontaktsystem und werden anschließend auf eine Anordnung mit bewegtem Kontaktsystem übertragen. Hierzu wird ein pneumatischer Antrieb aufgebaut.

Experimenteller Aufbau

Bei Verwendung von CO_2 als Löschgas wird der maximale Widerstandsaufbau im Bereich des Stagnationspunkts beobachtet [1]. Durch die Etablierung mehrerer Stagnationspunkte im Düsensystem wird deshalb eine Verbesserung der Ausschaltleistung erwartet. Die Umsetzung dieser konstruktiven Maßnahme in einem Leistungsschaltermodell in Form von zwei kurzen Heizkanälen ist in Abb. 1 dargestellt (Variante 1). Ausgangspunkt für die konstruktiven Änderungen ist dabei ein bereits in früheren Untersuchungen des Ausschaltvermögens von CO_2 verwendetes Leistungsschaltermodell, das jedoch ent-

sprechend der Designkriterien für SF₆ gefüllte Leistungsschalter ausgelegt ist [3].

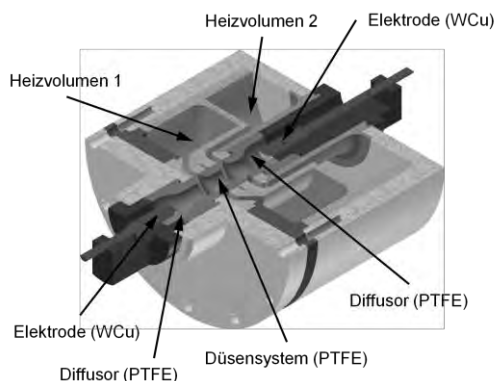


Abb. 1: Schnittansicht des Leistungsschaltermodells mit doppelter, kurzer Ausführung des Heizkanals (Variante 1)

Das Leistungsschaltermodell ist mit Elektroden aus Wolfram-Kupfer (WCu) und einem Düsensystem aus PTFE (Polytetrafluorethylen) ausgestattet. Diese sind in ein Gehäuse aus Aluminium eingebettet, in welchem durch einen Einsatz die zwei Heizvolumina abgetrennt werden. Die Untersuchung des Einflusses der Kontaktbewegung auf das thermische Ausschaltvermögen erfordert zusätzlich den Aufbau eines Antriebs und die Anpassung des Schaltermodells zur Realisierung der Kontaktbewegung. Eine Elektrode wird weiterhin als Stiftkontakt ausgeführt, wird jedoch über eine Antriebsstange mit einem pneumatischen Antrieb verbunden (Variante 2). Die zweite Elektrode wird durch einen Tulpenkontakt aus Wolframkupfer ersetzt. Der Aufbau des zugehörigen Antriebssystems ist in Abb. 2 dargestellt. Vor Beginn des Versuchs wird der Kolben durch den Auslösestift blockiert. Dies wird durch Aufspreizen eines Sicherungsrings in einer Nut im Kolben erreicht. Anschließend wird das Antriebsvolumen mit Druckluft auf einen Druck von bis zu $p = 8$ bar gefüllt. Zur Initiierung der Kontaktbewegung wird der Kolben durch den Auslösestift freigegeben. Die Dämpfung des Antriebs kann durch

Bohrungen im Boden des Dämpfungsvolumens eingestellt werden.

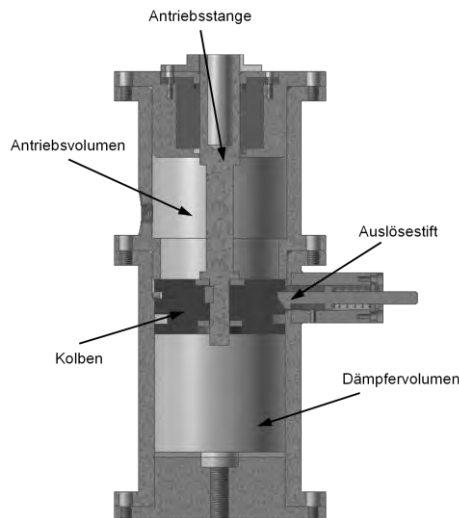


Abb. 2: Schnittansicht des pneumatischen Antriebs

Über die Antriebsstange wird die pneumatische Antriebseinheit mit dem Leistungsschaltermodell verbunden (siehe Abb. 3). Durch den Einsatz des pneumatischen Antriebs können Kontaktgeschwindigkeiten von bis zu $v = 10$ m/s erreicht werden. Die resultierende Weg-Zeit-Kurve des Antriebs, sowie die Zeitpunkte der Kontakttrennung und des Stromnulldurchgangs sind exemplarisch in Abb. 4 dargestellt.

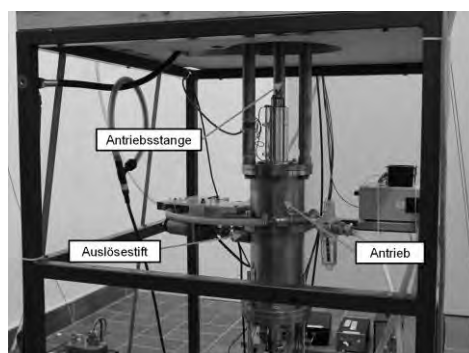


Abb. 3: Pneumatischer Antrieb

Der Kontaktabstand zum Zeitpunkt des Stromnulldurchgangs liegt für Variante 2 im Bereich von $g = 74 \dots 84$ mm. Dieser Bereich stimmt mit typischen Werten für Kontaktabstände von $g = 70 \dots 100$ mm im

Stromnulldurchgang bei realen Leistungsschaltern überein [4].

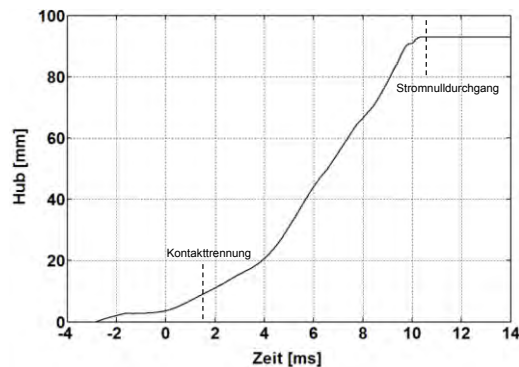


Abb. 4: Weg-Zeit-Kurve des pneumatischen Antriebs

Die Untersuchung des thermischen Ausschaltvermögens erfolgt in einem synthetischen Prüfkreis entsprechend Abb. 5.

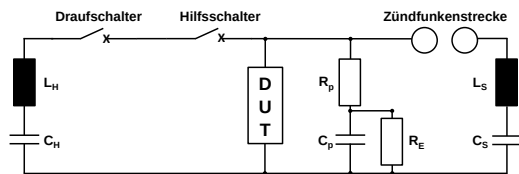


Abb. 5: Synthetischer Prüfkreis zur Untersuchung des thermischen Ausschaltvermögens

Der Hochstromkreis setzt sich dabei aus der Kapazität $C_H = 36 \text{ mF}$ und der Induktivität $L_H = 315 \text{ }\mu\text{H}$. Die Amplitude des Hochstroms wird im Bereich von $I_{\text{peak}} = 22 \dots 24 \text{ kA}$ variiert, um einen Druckaufbau von $\Delta p_{\text{CZ}} = 12 \dots 15 \text{ bar}$ zum Zeitpunkt des Stromnulldurchgangs zu erreichen. Zur Nachbildung multipler Stromnulldurchgänge im jeweiligen Prüfobjekt (DUT – device under test) erfolgt nach der Hochstrombelastung durch den Injektionskreis, bestehend aus den Elementen $C_S = 11,56 \text{ }\mu\text{F}$, $L_S = 2,51 \text{ mH}$, $R_p = 800 \text{ }\Omega$, $C_p = 10 \text{ nF}$ und $R_E = 100 \text{ M}\Omega$. Die experimentellen Untersuchungen werden in CO_2 bei absoluten Fülldrücken von $p_{\text{abs}} = 3,5 \text{ bar}$, 5 bar und 10 bar durchgeführt.

Ergebnisse der experimentellen Untersuchungen

Ausgehend von den während der experimentellen Untersuchungen aufgezeichneten Messdaten erfolgt die Bestimmung des thermischen Ausschaltvermögens di/dt_{limit} für die untersuchten Leistungsschaltermodelle. Eingang in die Berechnung finden die Stromsteilheit di/dt der jeweiligen Stromnulldurchgänge so wie der Widerstand R_{200} zum Zeitpunkt $t = 200 \text{ ns}$ vor dem Stromnulldurchgang gemäß der folgenden Gleichung [3]:

$$\left(\frac{di}{dt}\right)_{\text{limit}} = \frac{1}{k} \cdot \sum_{i=1}^k \left[\left(\frac{di}{dt}\right)_{\text{Messung},i} \cdot \left(\frac{R_{200,i}}{R_{\text{krit}}}\right)^{\frac{1}{m}} \right]$$

Der Zusammenhang zwischen R_{200} und di/dt wird durch den Exponenten m beschrieben [3]. Der kritische Widerstand R_{krit} gibt die Grenze zwischen erfolgreicher und nicht erfolgreicher Stromunterbrechung an. Das für die Leistungsschaltermodelle Variante 1 bestimmte thermische Ausschaltvermögen di/dt_{limit} ist in Abb. 6 in Abhängigkeit des absoluten Fülldrucks p_{abs} für einen Elektrodenabstand von $g = 89 \text{ mm}$ dargestellt. Dieser Elektrodenabstand entspricht einer Positionierung der Stiftelektroden im Diffusor (vgl. auch Abb. 1).

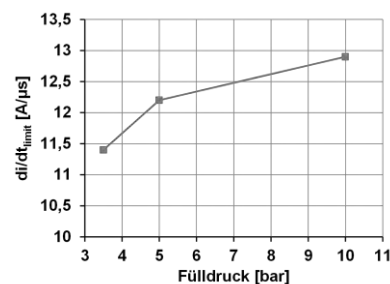


Abb. 6: Thermisches Ausschaltvermögen in Abhängigkeit des Fülldrucks bei einem Elektrodenabstand von $g = 89 \text{ mm}$ [1]

Für Variante 1 mit kurzer Ausführung der zwei Heizkanäle ist eine Erhöhung des

Ausschaltvermögens mit steigendem Fülldruck zu erkennen. Das höchste thermische Ausschaltvermögen wird bei Variante 1 mit einem Fülldruck von $p_{\text{abs}} = 10$ bar beobachtet. In Abb. 7 sind zusätzlich die Ergebnisse für das thermische Ausschaltvermögen von Variante 2 dargestellt. Die gezeigten Ergebnisse für das thermische Ausschaltvermögen von Variante 2 mit bewegtem Kontaktsystem zeigen eine Reduktion des Ausschaltvermögens von ca. 15% im Vergleich zu Variante 1 mit feststehendem Kontaktsystem.

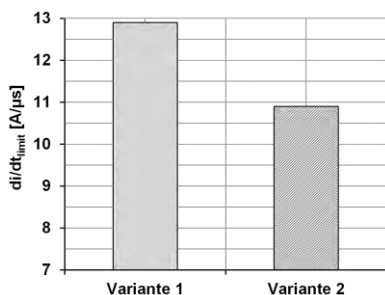


Abb. 7: Thermisches Ausschaltvermögen für Variante 1 und Variante 2

Die in Abb. 7 beobachtete Reduktion des thermischen Ausschaltvermögens von Variante 2 resultiert aus einer Verzögerung des Druckaufbaus in Heizvolumen 1 durch die Kontaktbewegung. Die Stiftelektrode blockiert hier während der Hochstromphase teilweise den zugehörigen Heizkanal und führt zu einer asymmetrischen Verteilung des Beblasungsdrucks.

Zusammenfassung und Ausblick

Das thermische Ausschaltvermögen einer CO₂-Schaltkammer mit zwei Heizkanälen wurde untersucht und ein pneumatischer Antrieb vorgestellt, der den Test von Leistungsschaltermodellen mit bewegtem Kontaktsystem während einer Halbschwingung im synthetischen Prüfkreis ermöglicht. Hierbei wurde eine Reduktion des Aus-

schaltvermögens beim Wechsel von einem feststehenden zu einem bewegten Kontaktsystem um ca. 15% festgestellt. Dieser Effekt resultiert aus einem asymmetrischen Druckaufbau in den Heizvolumina aufgrund der Kontaktbewegung und wird zusammen mit einer Verlängerung der Lichtbogenbrenndauer Gegenstand weiterführender Untersuchungen sein.

Quellen

- [1] P G Nikolic et al.: Optimierung des Schaltkammerdesigns zum Einsatz von Kohlenstoffdioxid als Löschgas. GIS-Anwenderforum, Darmstadt, 2013
- [2] T Uchii et al.: Fundamental Research on SF₆-free Gas Insulated Switchgear Adopting CO₂ Gas and Its Mixtures. Proceedings of International Symposium on EcoTopia Science 2007 (ISET 2007), S. 516-520, 2007
- [3] M Hoffacker et al.: Influence of the Blow Gas Pressure on the Thermal Interruption Capability of a non-SF₆ Self-Blast Circuit Breaker Model. XIXth Symposium on Physics of Switching Arc, Brno (Czech Republic), 2011
- [4] P C Stoller et al.: CO₂ as an Arc Interruption Medium in Gas Circuit Breakers., IEEE Transactions on Plasma Science, vol. 41, S. 2359-2369, 2013.

Kontakt

Dipl.-Ing. Gregor Nikolic
 nikolic@ifht.rwth-aachen.de
 +49 (241) 80-93042

Einsatz Modularer Multilevel-Halbbrücken-Konverter zur unterstützenden Fehlerklärung in HVDC-Systemen

Die zukünftige Struktur der europäischen Übertragungsnetze ist aufgrund der wachsenden Einspeisung erneuerbarer Energien und der damit verbundenen Volatilität des Lastflusses auf eine erhöhte Flexibilität angewiesen, wofür sich der Einsatz von Hochspannungsgleichstrom-Systemen (HVDC) besonders eignet. Die "Modulare Multilevel-Konverter" Technologie (MMC) stellt heute den Stand der Technik unter den „Voltage Source Konverter“-Systemen dar. Als erweiterter Anwendungsbereich dieser Technologie ist die Unterstützung bei der Klärung von Fehlerströmen durch entsprechende Ansteuerung der Konverter eine Möglichkeit, die in diesem Beitrag diskutiert wird.

Einleitung und Motivation

Aktuelle Studien, wie der deutsche "Netzentwicklungsplan 2013", schlagen die Verwendung von HVDC, mit spannungsführten Umrichtern (Voltage Source Converter - VSC) vor, da dadurch die Flexibilität der Übertragungsnetzstruktur erhöht wird [1]. Moderne Konvertertechnologien, wie die der „Modularen Multilevel Konverter“, tragen aufgrund verteilter Zwischenkreiskapazitäten und einem reduzierten Filteraufwand zu einer hohen technischen Realisierbarkeit für VSC-Freileitungssysteme bei [2, 3]. HVDC-Freileitungsübertragungssysteme mit klassischer VSC-Technologie benötigen spezielle Schutzmechanismen (wie z.B. DC-Leistungsschalter), da sich die energiespeichernden Elemente bei Fehlern auf der DC-Seite entladen können. Der Beitrag moderner Konverterstationen zur Fehlerklärung, in diesem Fall MMC-Stationen, muss analysiert werden, um das Unterstützungspotential dieser Technologie bei der Klärung von DC-Fehlern beurteilen zu können. Dazu wird im Folgenden ein HVDC-System, modelliert und simuliert in MATLAB, Simulink und PLECS, vorgestellt.

Modellbeschreibung

Das untersuchte HVDC-System besteht aus einer Punkt-zu-Punkt (P2P) Struktur in einer symmetrisch monopolen Topologie, bestehend aus zwei MMCs, verbunden über eine 200 km lange Freileitung. Die HVDC-Betriebsspannung beträgt $V_{DC} = \pm 320 \text{ kV}$, wobei die Netzspannung des symmetrischen Dreiphasensystems zu $V_{ACrms} = 400 \text{ kV}$ bei $f = 50 \text{ Hz}$ gewählt wird. Das klassische Layout einer MMC-Station basiert auf der modularen Anordnung von n in Reihe geschalteten Submodulen pro Phasenarm [2]. Jedes Submodul (hier MMC-Halbbrückenmodule) besteht aus zwei vollsteuerbaren Schaltern S_R und S_F , (zum Beispiel IGBTs), Freilaufdioden und einer Kapazität C_0 (Abb. 1). Wegen der geringen Schaltfrequenzen der MMC Technologie [2, 3] und dem im Vergleich zur Kondensatorspannung V_C geringen Spannungsabfall über den Schaltern, werden die Schaltverluste hier vernachlässigt. Dies ermöglicht eine vereinfachte Beschreibung der Modulspannung V_X (vgl. Gleichungen 1 und 2).

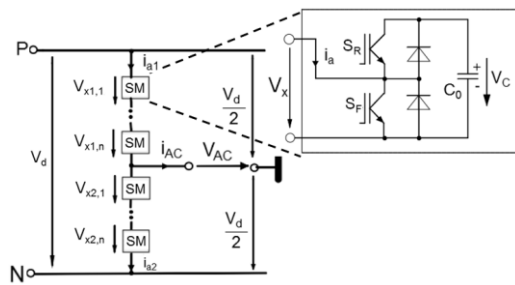


Abb. 1: Grundaufbau eines MMC Phasenbeins nach [2]

Dabei hängt die jeweilige Submodulspannung $V_x(i)$ vom Phasenarmstrom i_a und dem aktuellen Schaltzustand $S_R(i)$ der Submodule ab. Die Schaltzustände werden mittels der „phase shifted carrier“ Pulsweitenmodulation (PSC-PWM) generiert.

$$V(i) = \begin{cases} V & \text{für } S(i) = 1 \\ 0 & \text{für } S(i) = 0 \end{cases} \quad (1)$$

$$V(i) = S \cdot \frac{1}{C_0} \int i_a dt \quad (2)$$

Die Spannung eines jeden Phasenarms ergibt sich zu:

$$V_{\text{arm}} = \sum_{i=1}^n V(i) \cdot S(i) \quad (3)$$

Die Freileitung wird als π -Sektion eines Standard-ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) 265/35 Freileitungsseils über 200 km modelliert. Die Systemparameter sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Parameter	Wert
U_{DC}	+/- 320 kV
$U_{AC} \text{ (rms)}$	400 kV
$P_N \text{ (gesamt)}$	640 MW
I_{DC}	1 kA
Submodule pro Phasenarm	10
Submodul Kapazität	0,3 mF
Phasenarmimpedanz	$0,11 \Omega + j17 \Omega$
Übertragungslänge HVDC-Link	200 km
Widerstandsbelag HVDC-Leitung	$0,1094 \Omega/\text{km}$
Induktivitätsbelag HVDC-Leitung	$0,83 \text{ mH}/\text{km}$
Kapazitätsbelag HVDC-Leitung	$0,013 \mu\text{F}/\text{km}$

Tabelle 1: Relevante Systemparameter

Um einen stabilen und kontrollierbaren Betrieb in allen Betriebszuständen zu erreichen, müssen die Spannung der einzelnen Submodule balanciert werden. Dazu werden die Ladezustände der Kondensatoren, über einen Algorithmus abgeglichen, welcher auf dem Laden des Submoduls mit dem geringsten Energiezustand basiert. Eine gesonderte Strom- und Leistungsregelung wird nicht implementiert.

Simulation und Ergebnisse

Im Folgenden werden verschiedene Fehlerberechnungen im HVDC-System vorgestellt und die Spannungs- und Stromcharakteristiken und das Verhalten der Konverter analysiert. Dazu wird ein Kontaktfehler der beiden HVDC-Pole, in einer Entfernung von 100 km zu den Konverterstationen sowie die Ströme vor und hinter dem Fehlerort, I_{DCp-1} und I_{DCp-2} und am Fehlerort (I_F) betrachtet (siehe Abb. 2). Die Leitungsimpedanz ergibt sich zu $Z_{L1} = Z_{L2} = 0,5 \cdot Z_L$, wobei Z_L die gesamte Leitungsimpedanz darstellt (vgl. Tabelle 1).

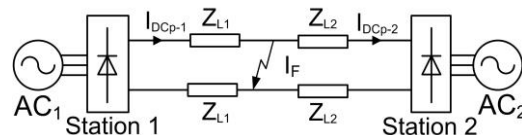


Abb. 2: Aufbau des P2P-Systems [4]

Referenzszenario ohne Schutz

Ohne Verwendung einer Kontroll- oder Unterbrechungsstrategie ergeben sich die in Abb. 3 und Abb. 4 abgebildeten Stromverläufe im Fehlerpfad und an den MMC-Stationsausgängen. Nach einer hochfrequenten Entladung am Fehlerort während der ersten 2 ms mit einem Scheitelwert von 38 kA (A), folgt ein zweiter Peak (B) mit 27,5 kA und einem abklingenden Verlauf. Danach stellt sich ein stationärer Stromfluss, gespeist vom AC-System, von 11 kA ein, welches dem 11-fachen Nennstrom entspricht (vgl. Abb. 3).

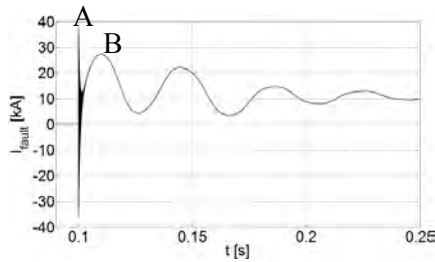


Abb. 3: Stromverlauf am Fehlerort ohne Schutz [4]

Die Stationen liefern nach dem Fehleraustritt (Scheitelwert 15 kA) je einen zusätzlichen stationären Strom von 5,5 kA, so dass sich Polströme von $I_{DCp-1} = 6.5 \text{ kA}$ und $I_{DCp-2} = -4.5 \text{ kA}$ einstellen (vgl. Abb. 4). Es wird deutlich, dass sich der Stromfluss von Station 2 umkehrt und den Fehler speist. Der stationäre Strom hängt insbesondere von der Leitungsimpedanz und damit vom Fehlerort ab [5]. Aufgrund des angenommenen Fehlerortes in der Leitungsmitte, liefern beide Stationen einen symmetrischen Beitrag.

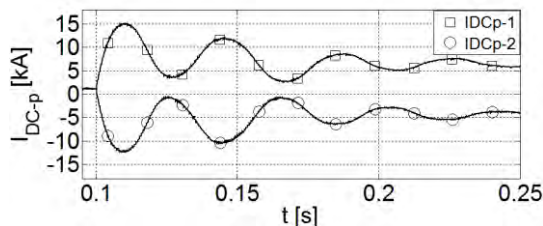


Abb. 4: Verlauf des Polstroms an den MMC Stationen ohne Schutz [4]

In den Konverterarmen steigt der Strom von etwa 2 kA auf 13 kA (Scheitelwert) an. Da die Freilaufdioden und die IGBTs einem um den Faktor 6,5 erhöhten Strom ausgesetzt sind, ist eine dauerhafte Schädigung der Halbleiter zu erwarten.

Entkopplung der Submodulkapazitäten

Durch Konverterschutzsysteme können Fehler detektiert werden, sobald die Armströme einen kritischen Wert überschreiten, welcher in diesem Fall zu 4 kA gesetzt wird. Dadurch werden die Submodule in allen Phasen, durch Umlenken des Stromflusses, entkoppelt (vgl. Abb. 5).

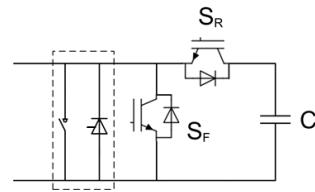


Abb. 5: Aufbau der Submodule mit Entkopplungsschalter, nach [3]

Bei einem Pol-Pol-Fehler ergibt sich der in Abb. 6 dargestellte Stromverlauf. Der Fehlerstrom am Fehlerort zeigt während der ersten 2 ms denselben hochfrequenten Verlauf, mit einer vergleichbaren Amplitude, wie in Abb. 3. Der zweite Strompeak reduziert sich auf 14 kA. Das zeigt, dass die hochfrequent oszillierende Stromspitze (A) durch die Entladung der Freileitung hervorgerufen wird, während der zweite Peak (B) durch den Beitrag der Station entsteht. Da die in den Kapazitäten gespeicherte Energie durch die Entkopplung der Submodule konstant gehalten wird, reduziert sich die von der Station in den Fehlerort eingespeiste Energie, was zu einer Reduktion des Polstroms auf einen Scheitelwert von 8 kA führt (vgl. Abb. 7).

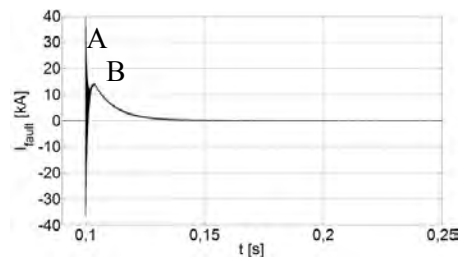


Abb. 6: Stromverlauf am Fehlerort nach Entkopplung der Submodule [4]

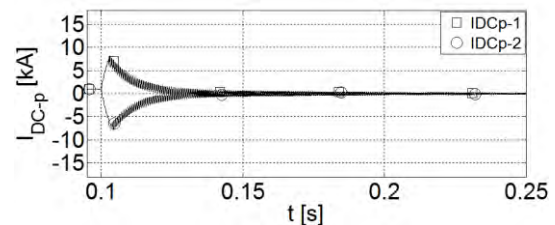


Abb. 7: Verlauf des Polstroms nach Entkopplung der Submodule [4]

Weiterhin klingen sowohl der Pol-, als auch der Fehlerstrom, auf einen um Null symmetrisch schwingenden Strom, mit

einer geringen Amplitude und einer Frequenz von $f = 1,5 \text{ kHz}$ ab. Die Peakwerte der Armströme werden in diesem Fall auf etwa 12 kA erhöht (Faktor 9), wodurch die Dioden und die IGBTs in den Modulen jedoch nicht beeinträchtigt werden, wenn diese Ströme mit verfügbaren bidirektionalen Schaltern (bspw. Thyristorschaltungen) umgeleitet werden.

Diskussion

Durch den Einsatz von MMC können DC-seitige Fehlerströme mit Hilfe entsprechender Betriebsstrategien wesentlich verringert werden. Der hochfrequente Anteil der Leitungsentladung im Fehlerfall kann nicht direkt beeinflusst werden. Der Strombeitrag des Konverters wird hingegen durch die Entkopplung der Submodule reduziert. Durch diese Maßnahme mittels eines o.g. bidirektionalen Schalters je Modul (vgl. Abb. 5), kann ein Pol-Pol-Fehler als Kurzschluss der Phasenarme angesehen werden, welcher zur Bildung eines künstlichen Sternpunkts führt, so dass sich die Konverterarmströme auf der DC-Leitung nach ca. 40 ms zu etwa null addieren. Eine grundlegende Anforderung ist, dass der Schalter hohe Ströme, bei voller Steuerbarkeit führen können muss. Nach der Fehlerklärung mit Leistungsschaltern auf der AC-Seite, muss eine geeignete Strategie zur Wiedereinschaltung der Submodule durchgeführt werden.

Fazit und Ausblick

Es wurden Simulationen eines HVDC-Systems, basierend auf der MMC-Halbbrücken-Technologie durchgeführt, um die Stromcharakteristik des Systems, während eines Pol-zu-Pol-Fehlers, mit und ohne Schutzmechanismen zu untersuchen. Es wurde gezeigt, dass eine MMC-Station in einem P2P-System in der Lage ist, den Fehlerstrom zu begrenzen, ohne dass weitere Schutzelemente, wie HVDC-

Leistungsschalter benötigt werden. Da sich die hier durchgeführten Untersuchungen lediglich auf symmetrisch monopolare Systeme und symmetrische Fehler, in Bezug auf die Pole beziehen, sind weitere Untersuchungen, unter Einbeziehung zusätzlicher Systemtopologien und Fehlerzenarien durchzuführen. Ebenso muss die praktische Anwendbarkeit dieses Konzeptes noch untersucht werden und mit den Vorteilen der MMC Vollbrückentechnologie verglichen werden.

Quellen

- [1] Netzentwicklungsplan Strom 2013, erster Entwurf der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
- [2] A. Lesnicar, . Marquardt: "An Innovative Modular Multilevel Converter Topology Suitable for a Wide Power range", IEEE Power Tech Conference, Juni 2003
- [3] Siemens AG Energy Sector: "HVD PLUS The smart way – One step ahead", IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Juli 2010
- [4] C. Petino, M. B. Karacay, D. Eichhoff, A. Schnettler: "Application of Modular Multilevel-Converter Stations for Supporting Fault Clearance in HVDC-Systems", 18th International Symposium on High Voltage Engineering, August 2013
- [5] D. Ludois, G. Vankataramanan: "An Examination of A /HVDC Power Circuits for Interconnecting Bulk Wind Generation with the Electric Grid", Energies, Juni 2010

Kontakt

Dipl.-Ing. Cora Petino
petino@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94924

Platzierung und Dimensionierung von öffentlicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge

Die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) empfiehlt, dass Ladeinfrastruktur für Elektromobilität künftig synchron mit der wachsenden Anzahl von Elektrofahrzeugen zu volkswirtschaftlich möglichst geringen Kosten ausgebracht werden sollte. Für die Ausbringung stehen unterschiedliche Zielsetzungen, wie z.B. eine gute Erreichbarkeit und niedrige Investitionskosten, in Konflikt miteinander. Aus diesem Grund sollte die optimale Platzierung und Dimensionierung als multikriterielles Problem betrachtet werden. Dieser Beitrag stellt eine Methodik vor, die automatisiert optimale Standorte für Ladeinfrastruktur auswählt und unter Berücksichtigung verschiedener Kriterien (Investitionskosten, Betriebsmitelauslastungen, maximaler Weg zur nächst gelegenen Ladesäule) bewertet.

Einleitung und Motivation

Um in den nächsten Jahren den Anteil an privat genutzten Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr zu erhöhen, wird neben einer Reduzierung der Investitionskosten für die Fahrzeuge vor allem eine flächendeckende Verfügbarkeit von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur als notwendig erachtet [1]. Insbesondere in dicht besiedelten Gebieten verfügt nur ein geringer Anteil an Haushalten über eine Garage oder einen Stellplatz mit einer Stromversorgung. Der Zugang zu öffentlich verfügbaren Ladesäulen kann daher als eine Grundvoraussetzung angesehen werden, um die Akzeptanz der Technologie zu steigern. Durch die hohen Investitions- und Wartungskosten von Ladesäulen gilt es, die Platzierung und Dimensionierung von Ladeinfrastruktur möglichst effizient zu gestalten (siehe z.B. [2]).

Ein möglicher Ansatz zur Lösung besteht in der Formulierung eines Optimierungsproblems. Neben der Identifikation von kostengünstigen Lösungen, müssen verschiedene Kriterien, wie beispielsweise die Entfernung der Ladesäulen zu den Häusern, beachtet werden [3]. Der vorliegende Beitrag fokussiert daher die Entwicklung und Anwendung eines multikriteriellen Optimierungsalgorithmus.

Methodisches Vorgehen

Für die Lösung des Problems wird ein Gesamtmodell, bestehend aus zwei Komponenten, entwickelt, siehe Abb. 1. Einerseits wird ein genetischer Algorithmus (GA) genutzt, um das multikriterielle Optimierungsproblem zu lösen. Daneben wird ein Verkehrsmodell angewendet, dem im Wesentlichen zwei Aufgaben zukommen. Zum einen wird das Mobilitätsverhalten detailliert abgebildet, um daraus eine Karte mit georeferenzierten Points of Interest (PoI) zu generieren. Diese dienen als vorausgewählte Kandidaten für den GA. Zum anderen dienen die Aktivitätspläne des Verkehrsmodells als Grundlage, um die Fitness der Individuen zu bestimmen.

Verkehrsmodell

Die Abbildung des Individualverkehrs erfolgt über Aktivitätspläne. Diese geben an, zu welcher Uhrzeit ein Fahrzeug zu welchem Zielort unterwegs ist. Zur Modellierung wird ein Bottom-Up Ansatz gewählt. Im Gegensatz zu Top-Down Modellen wird hier jeder Fahrer separat simuliert, um eine detaillierte Abbildung der resultierenden Verkehrsflüsse zu ermöglichen.

Die Ableitung der automatisch generierten Fahrtziele erfolgt durch den Einsatz eines modifizierten Gravitationsmodells [4]. In

Gravitationsmodellen wird der Strecke von Gebiet x nach Gebiet y ein abstrakter Widerstand zugewiesen, der beispielsweise als Entfernung oder Fahrzeit realisiert werden kann. Die resultierende Karte mit Anziehungskräften für jedes Gebiet bestimmt in der Verkehrssimulation die Wahrscheinlichkeit für eine Anfahrt in das Gebiet. Die Anziehungskräfte variieren dabei zeitlich im Verlauf des Tages. So hat ein Kindergarten morgens beispielsweise eine höhere Anziehungskraft, als am Nachmittag.

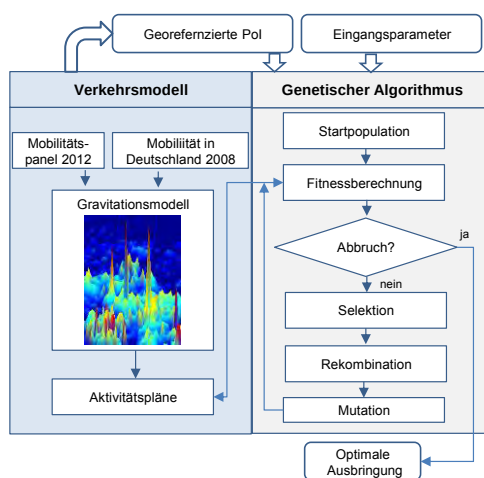


Abb. 1: Übersicht Gesamtmodell

Genetischer Algorithmus (GA)

Zur Lösung des multikriteriellen Optimierungsproblems der Ladeinfrastrukturausbauung wird ein modifizierter genetischer Algorithmus auf Basis des Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II) genutzt [5], [6]. Für einen GA müssen eine Startpopulation, eine Fitnessfunktion und verschiedene Operatoren definiert werden. Jeder mögliche Standort einer Ladesäule ist als Gen einzeln codiert, so dass die Parameter Ladeleistung und Anzahl an Ladepunkten individuell für jeden Ort variiert werden können.

Die Startpopulation beschreibt eine Menge von Individuen, auf die der genetische Algorithmus angewendet wird. Diese setzt sich im vorliegenden Beitrag aus drei ver-

schiedenen Teilen zusammen. Es wird ein „kostenoptimaler“, ein „distanzoptimaler“ und ein zufällig erzeugter Teil der Startpopulation geniert. Der zufällig erzeugte Teil dient dazu, dass der Algorithmus nicht zu schnell in die Richtung der kosten- oder distanzoptimalen Richtung konvergiert.

Die Fitnessfunktion weist den resultierenden Individuen einen Wert zu, damit diese untereinander verglichen werden können. Hier wird eine multikriterielle Bewertung unter Berücksichtigung von ökonomischen, ökologischen und sozialen Kriterien vorgenommen.

Zur Steigerung der Konvergenzgeschwindigkeit des Algorithmus wird die Mutationsfunktion auf das gegebene Problem hin angepasst. Sollte ein Ladevorgang wegen fehlender Infrastruktur am Zielort nicht durchgeführt werden können, wird die Mutationswahrscheinlichkeit des betreffenden Individuums an dieser Stelle erhöht. Auf diese Weise steigt die Wahrscheinlichkeit, dass in der nächsten Generation an der gewünschten Stelle eine Ladesäule errichtet wird. Die Bandbreite der möglichen Ausprägungen durch Mutation wird zudem so eingeschränkt, dass nur eine höhere Anzahl von Ladepunkten am Zielort platziert werden kann.

Ergebnisse

Untersuchungsgebiet

Der entwickelte Algorithmus wird in einem realen Untersuchungsgebiet angewendet, um die Funktionsweise zu demonstrieren. In einem ersten Schritt wird das Untersuchungsgebiet in Cluster mit einem Flächeninhalt von 100*100 Quadratmetern eingeteilt, um den Bedarf an Ladesäulen auf einer detaillierten Ebene zu bestimmen. Für jedes dieser Cluster liegen Informationen zu Einwohnerzahlen und Haushalten vor. In dem betrachteten Gebiet werden an dem analysierten Tag insgesamt 376.000 Fahr-

ten durchgeführt. Für die nachfolgenden Untersuchungen wird eine Durchdringungsrate an Elektrofahrzeugen von 10% angenommen.

Die simulierten Fahrten bilden die Grundlage für eine erste Identifikation von relevanten Punkten für die Platzierung von Ladeinfrastruktur (sog. Points of Interest, PoI). Die Anzahl an simultan parkenden Fahrzeugen pro Standort wird als ein Aktivitätsindex definiert. Sofern der Aktivitätsindex an einem Standort größer ist, als der vorher festgelegte Wert, wird dieser Standort als Eingangsparameter übergeben. Auf diese Weise wird eine erste Vorauswahl getroffen und der Lösungsraum eingeschränkt.

Gemäß der NPE werden neben öffentlich verfügbarer Ladeinfrastruktur auch private Ladesäulen ausgebracht (sog. Homecharger). Sämtlichen Besitzern eines Elektrofahrzeugs, deren Wohnort zu weit von dem nächst gelegenen PoI entfernt liegt, bekommen einen Homecharger zugewiesen. Die resultierende Karte mit öffentlichen PoI und Homechargern ist in Abb. 2 dargestellt. Je größer die Quadrate, desto höher ist der Aktivitätsindex für dieses Gebiet.

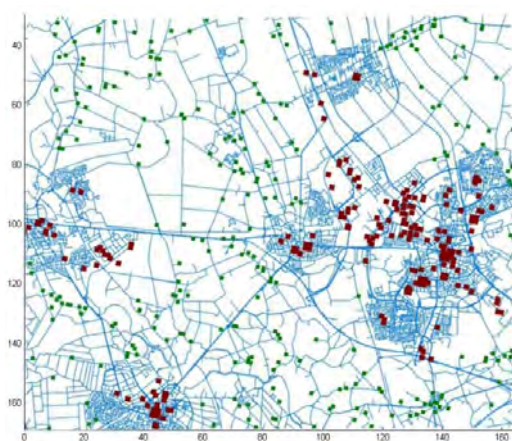


Abb. 2: Points of Interest (große Quadrate), private Ladepunkte (kleine Quadrate)

Ausgewählte Ergebnisse

In Abb. 3 ist die Paretofront zur Veranschaulichung des Zusammenhangs zwischen der durchschnittlichen Entfernung und den Investitionskosten dargestellt. Diese beinhaltet alle pareto-effizienten Lösungen. Dabei handelt es sich um Lösungen, für die es nicht möglich ist, die Bewertung in einer der Bewertungsdimensionen zu verbessern, ohne sich gleichzeitig in einer anderen Bewertungsdimension schlechter zu stellen. Die Paretofront weist für Umwege von mehr als 300 Metern einen zunehmend steileren Verlauf auf (Dreiecke).

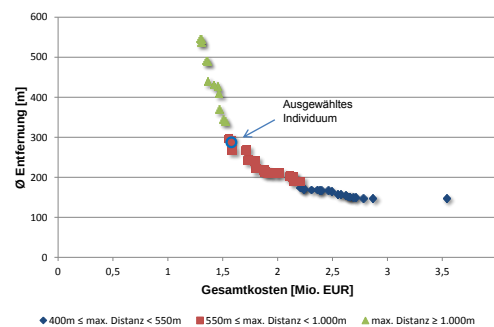


Abb. 3: Paretofront

Für weitere Untersuchungen wird eine der Lösungen der Paretofront im Detail betrachtet (siehe Kreis in Abb. 3). Die resultierenden Ladestationen sind in Abb. 4 dargestellt.

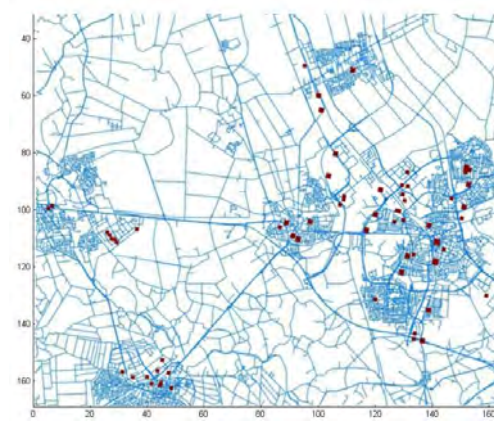


Abb. 4: Positionen der öffentlichen Ladesäulen für das ausgewählte Individuum

Die durchschnittliche Entfernung zu einem Ladepunkt beträgt bei dieser Lösung 268 m, wobei kein Weg länger als 800 m ist. Die Gesamtkosten für die Ausbringung und den Betrieb der Ladeinfrastruktur belaufen sich auf rund 1,58 Mio. €. Für Betreiber der Ladesäulen wäre demnach eine Marge von 13,5 ct/kWh erforderlich um die Kosten für Investition und Betrieb zu decken. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Ladesäulen nach 8 Jahren abgeschrieben sind.

Fazit und Ausblick

Es wurde ein multikriterieller genetischer Algorithmus zur Platzierung und Dimensionierung von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge entwickelt. Mit Hilfe des entwickelten Verkehrsmodells war es möglich, Fahrten zu simulieren und den Algorithmus an einem realen Untersuchungsgebiet zu demonstrieren.

In dem vorliegenden Beitrag erfolgt die Generierung der Points of Interest anhand der aus der Verkehrssimulation resultierenden Verkehrsströme. Aktuell werden Verfahren entwickelt, welche die aus früheren Arbeiten entwickelten Ansätze einer integrierten Betrachtung von Verkehrs- und Energieflussebene mit der Platzierung von Ladeinfrastruktur kombinieren [7].

Darüber hinaus wird untersucht, welche Auswirkungen Schnellladesäulen auf die Ergebnisse haben. Bislang beschränkt sich die Auswahl der Ladeinfrastruktur auf Ladestationen für das sogenannte „Normalladen“ (Ladeleistungen von bis zu 11 kW pro Ladepunkt). Daher werden zukünftig DC-Schnellladesäulen mit Ladeleistungen von bis zu 120 kW in das Modell implementiert.

Quellen

- [1] Nationale Plattform Elektromobilität (NPE): Ladeinfrastruktur bedarfsge-

recht aufbauen. Berlin, München 2012.

- [2] RWE AG: Produkte & Services | eMobility Produkte.
URL: <https://www.rwe-mobility.com/web/cms/de/produkte-services/emobility-produkte/>. Abrufdatum 11.12.2013.
- [3] Kampker, A.; Vallée, D.; Schnettler, A.: Elektromobilität. Grundlagen einer Zukunftstechnologie. Berlin 2013.
- [4] Erlander, S.; Stewart, N. F.: The gravity model in transportation analysis. Theory and extensions. Utrecht, Netherlands 1990.
- [5] Deb, K.; Pratap, A.; Agarwal, S.; Meyarivan, T.: A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II: IEEE Transactions on Evolutionary Computation 2002.
- [6] Scheufen, M.; Natemeyer, H.; Surmann, Y.: Erzeugung und Bewertung pareto-optimaler Netzausbauoptionen: VDE-Kongress 2012: Intelligente Energieversorgung der Zukunft 2012.
- [7] Helmschrott, T.; Perissinotto, D.; Scheufen, M.; Schnettler, A.: Integriertes Verkehrs- und Energieflussmodell: VDE-Kongress 2010: E-Mobility: Technologien - Infrastruktur - Märkte. Leipzig 2010.

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stroband
stroband@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-90013

Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann
koopmann@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-90146

Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa
sowa@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-90145

Integration von Speichersystemen in die Ausbauplanung von Verteilungsnetzen

Die Nutzung von Speichersystemen stellt eine Möglichkeit zur Vermeidung oder Aufschiebung von konventionellen Netzausbaumaßnahmen dar. Allerdings bieten bestehende Verfahren für die Ausbauplanung in Verteilungsnetzen keine Möglichkeit, Speicher adäquat abzubilden. Dieser Beitrag präsentiert ein integriertes Verfahren für die Netzausbauplanung unter Berücksichtigung von Energiespeichern. Im Verfahren finden mehrere Investitionsperioden Berücksichtigung, um auch die Aufschiebung von Netzausbaumaßnahmen durch die Nutzung von Speichern abzubilden. Für die Bewertung der Ausbaupläne wird im Verfahren eine Simulation des Anlagen- und Netzbetriebs genutzt, bei der z.B. das zeitkoppelnde Verhalten sowie markt- und netzorientierte Einsatzmöglichkeiten von Speichern beachtet werden. Die Ergebnisse für ein engpassbehaftetes Netzgebiet zeigen die Validität und Funktionsweise des entwickelten Verfahrens.

Einleitung und Motivation

Die Integration der steigenden Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen führt zunehmend zu Engpasssituationen und Problemen der Spannungshaltung im Verteilungsnetz. Für VNB bestehen verschiedene Möglichkeiten, diesen Herausforderungen zu begegnen. Die Nutzung von lokalen Flexibilitäten kann eine Option sein, um konventionelle Netzausbaumaßnahmen zu vermeiden oder aufzuschieben. Speichersysteme stellen eine vielseitige Flexibilität dar. Wie Speicher im Rahmen von bestehenden Verfahren für die Netzausbau- und Netzbetriebsplanung berücksichtigt werden können, ist allerdings noch nicht abschließend klärt.

Bestehende Forschungsarbeiten im Bereich der Netzausbauplanung fokussieren auf die mehrperiodische Investitionsentscheidung eines VNB (z.B. [1]). Speichersysteme und andere Flexibilitäten werden jedoch nicht berücksichtigt. Bei anderen Verfahren ist der Fokus auf die Modellierung der Positionierung und Auslegung von stationären Speichern beschränkt. Weitere Optionen eines VNB, die ebenfalls zur Netzintegration von dezentralen Anlagen beitragen können, bleiben unberücksichtigt (z.B. [2]).

Dieser Beitrag stellt ein integriertes Verfahren für die mehrperiodische Netzausbauplanungsentscheidung und die Ausbringung von Speichersystemen vor. Die Abbildung von Speichern umfasst in diesem Kontext die Positionierung, die Auslegung und den Einsatz der Systeme. Beim Speichereinsatz findet Berücksichtigung, dass die Energiespeicher nicht im Eigentum des VNB sein müssen. Alternativ können Marktakteure in Speicher investieren und ortsgebundene Netzdienstleistungen an den VNB verkaufen. In Zeiten geringer Netzauslastung besteht für diese Akteure die Möglichkeit, an den Strommärkten zu partizipieren, um so die Wirtschaftlichkeit der Speicher zu verbessern. Die mehrperiodische Formulierung des Algorithmus hat zum Ziel, auch temporäre Speicherlösungen, die einen Netzausbau aufschieben, abzubilden.

Entwickeltes Verfahren

Das entwickelte Verfahren nutzt methodisch einen Hybridansatz aus einem genetischen Algorithmus (GA) und einer konventionellen mathematischen Optimierung (vgl. Abb. 1).

Dieser Ansatz wurde gewählt, um die Investitionsentscheidung der Ausbaualternativen

tiven vom operativen Teilproblem zu entkoppeln. Die Entkopplung bietet den Vorteil, dass der Netz- und Speicherbetrieb im operativen Teilproblem detaillierter abgebildet werden kann, als in einem Ansatz der ausschließlich die mathematische Optimierung nutzt [3], [4].

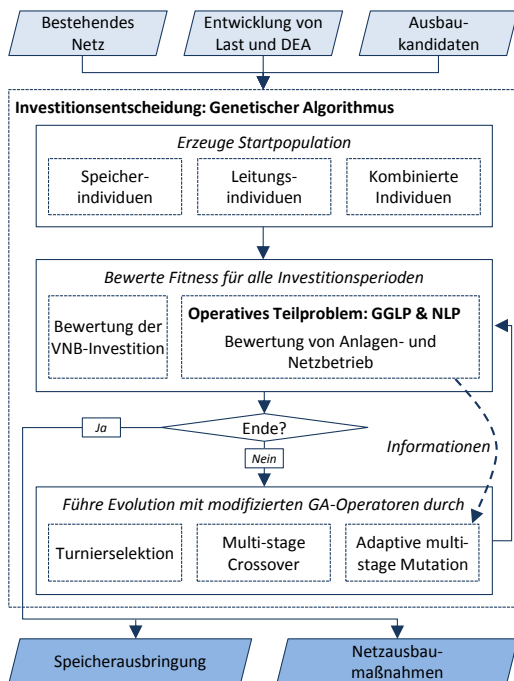


Abb. 1: Übersicht des entwickelten Verfahrens
Investitionsentscheidung

Der GA dient als übergeordnete Instanz der Investitionsentscheidung. Die Zielfunktion des Verfahrens umfasst die Minimierung der Gesamtkosten des VNB.

Verschiedene Kombinationen von Netzausbaumaßnahmen und Speichersystemen werden für alle Investitionsperioden als Individuen des GA codiert. Im vorliegenden Fall nutzt das gewählte Codierungsschema ganzzahlige Variablen an fixen Positionen des Individuums, um die verschiedenen Leitungs- und Speicherkandidaten abzubilden.

Die Startpopulation des GA besteht aus drei Gruppen von Individuen. Die erste Gruppe umfasst nur Speicher zur Vermeidung von Engpässen oder Spannungsbandverletzungen im Netz. Die zweite Gruppe

fokussiert ausschließlich Netzausbaumaßnahmen. Für die dritte Gruppe sind Kombinationen aus Speichern und neuen Leitungen zugelassen. Diese Vorgehensweise zur Erstellung der Startpopulation stellt eine gute Abdeckung von möglichen Ausprägungen der Individuen sicher.

Die Fitness jedes Individuums (Ausbauplans) wird als Kapitalwert aller Kosten des VNB bestimmt. Es werden Investitions- und Betriebskosten berücksichtigt. Die Investitionskosten können direkt aus den Ausbauplänen abgeleitet werden. Die Betriebskosten werden aus dem operativen Teilproblem, bei dem der Anlagen- und Netzbetrieb für jeden Ausbauplan der Population simuliert werden, bestimmt.

Nach der Fitnessbewertung werden genetische Operatoren angewendet, um eine neue Population von Individuen zu generieren. Die Operatoren Crossover und Mutation wurden problemspezifisch angepasst, um eine gute Effizienz und Konvergenz des Verfahrens zu erreichen. Die Modifikationen beinhalten, dass getätigte permanente Investitionen auch bei Anwendung der Operatoren in Folgeperioden erhalten bleiben. Zudem wird die Mutationsrate jedes Eintrags des Individuums auf Basis von Informationen aus dem operativen Teilproblem, z.B. zu verbleibenden Engpässen, angepasst.

Operatives Teilproblem

Das operative Teilproblem simuliert den Netz- und Anlagenbetrieb für jede Investitionsperiode und bestimmt aus den Ergebnissen die Betriebskosten aus Sicht des VNB. Diese beinhalten die Kosten für Netzdienstleistungen durch Speichersysteme, Kosten für die Beschaffung von Netzverlusten und Einspeisemanagementkosten (vgl. [5]). Ein dreistufiges Vorgehen kommt in jeder Investitionsperiode zum Einsatz, um Anlagen- und Netzbetrieb zu simulieren (vgl. Abb. 2).

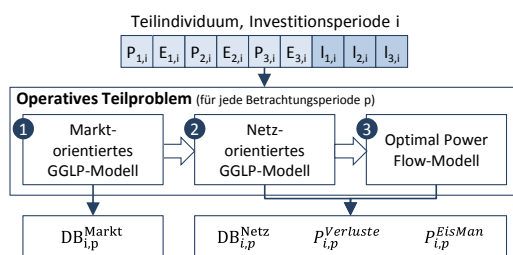


Abb. 2: Operatives Teilproblem

Im ersten Schritt erfolgt zunächst die Bestimmung von marktorientierten Speicher- und Anlagenfahrplänen sowie der damit erzielbare Deckungsbeitrag ($DB_{i,p}^{Markt}$) für die Marktakteure. Zur Lösung des markt-orientierten Optimierungsproblems wird die gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (GGLP) genutzt.

In Zeitpunkten mit Engpässen oder unzulässigen Netzknottenspannungen wird der Redispatch von Speichern und das Einspeisemanagement von erneuerbaren dezentralen Anlagen mit netzweiten Optimierungsmodellen bestimmt. Diese Modelle in Schritt 2 und 3 des operativen Teilproblems haben zum Ziel, Netzengpässe und unzulässige Spannungsbandabweichungen zu vermeiden. Als Resultate werden die reduzierten Deckungsbeiträge bei netzorientiertem Anlagenbetrieb ($DB_{i,p}^{Netz}$), die Netzverluste ($P_{i,p}^{Verluste}$) und das Einspeisemanagement bestimmt ($P_{i,p}^{EisMan}$). Die Kosten für Netzdienstleistungen durch Speichersysteme aus Sicht des VNB errechnen sich als Differenz aus $DB_{i,p}^{Markt}$ und $DB_{i,p}^{Netz}$. Diese Differenz stellt die Opportunitätskosten der Speicherbetreiber für ein netzorientiertes Verhalten dar und ist somit die vom VNB mindestens zu zahlende Größe.

Fallstudie und Ergebnisse

Das untersuchte Netzgebiet basiert auf einer modifizierten Version des „IEEE 37 node distribution test feeder“. Verschiedene Lasten und Windkraftanlagen wurden an das Netz angeschlossen, um Engpasssituationen zu generieren (vgl. Abb. 3). Zwei

Investitionsperioden von jeweils zwei Jahren werden für die Netzausbau- und Speicherausbringungsentscheidung betrachtet. Die Durchdringung an Windkraftanlagen nimmt im Laufe der Investitionsperioden zu (vgl. Tabelle 1).

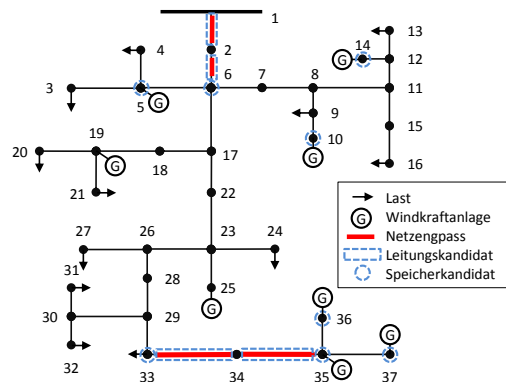


Abb. 3: Untersuchtes Netzgebiet

[MW]	Netzknoten							
	5	10	14	19	25	35	36	37
Investitionsperiode 1	-	1.0	-	1.0	0.5	5.0	3.0	4.5
Investitionsperiode 2	1.5	2.0	1.5	1.0	0.5	5.0	4.5	6.0

Tabelle 1: Installierte Windkraftkapazitäten

In Periode 1 führt die Windeinspeisung zu Engpässen auf den Leitungen 33-34 und 34-35. Die Engpasssituation wird in der zweiten Investitionsperiode durch die Zunahme an Windkraftanlagen verschärft. Es kommt zu häufigeren Überlastungen der Leitungen 33-34 und 34-35 sowie neuen Engpässen auf den Leitungen 1-2 und 2-6.

Exemplarische Ergebnisse für temporäre Speicher und Netzverstärkungsmaßnahmen

Die Ergebnisse des Verfahrens für die Ausbringung von temporären Speichersystemen und Netzverstärkungsmaßnahmen sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Durch Platzierung von zwei Speichersystemen in Investitionsperiode 1 werden die Engpässe behoben. Die verschärfte Engpasssituation in Periode 2 können die Speichersysteme jedoch nicht vollständig lösen. Die Investition in Netzverstärkungsmaßnahmen der betroffenen Leitungen (33-34, 34-35) ist

hier kosteneffizienter. Allerdings kann einer der zuvor ausgebrachten Speicher an Netzknoten 6 wiederverwendet werden, um die weiteren Engpässe auf den Leitungen 1-2 und 2-6 zu vermeiden.

Kandidaten	Ausbaupläne	
	Periode 1	Periode 2
Leitung ₁₋₂	0	0
Leitung ₂₋₆	0	0
Leitung ₃₃₋₃₄	0	1
Leitung ₃₄₋₃₅	0	1
Speicher ₅	-	-
Speicher ₆	-	1 / 4
Speicher ₁₀	-	-
Speicher ₁₄	-	-
Speicher ₃₃	-	-
Speicher ₃₅	-	-
Speicher ₃₆	1 / 4	-
Speicher ₃₇	1 / 6	-

Tabelle 2: Lösung für temporäre Speicher [MW/MWh] und Netzverstärkungsmaßnahmen [kumulierte Anzahl]

Fazit und Ausblick

Dieser Beitrag hat ein Verfahren für die Ausbauplanung von Verteilungsnetzen vorgestellt, bei dem Speichersysteme berücksichtigt werden. Die mehrperiodische Formulierung erlaubt es, die Aufschiebung von Netzinvestitionen durch Speichersysteme zu analysieren. Weiterhin bietet das Verfahren die Möglichkeit, Speicher nicht nur als Netzbetriebsmittel, sondern als multifunktionale Systeme im Eigentum von Marktakteuren zu betrachten. Die Ergebnisse des untersuchten Testfalls zeigen, dass das Verfahren kombinierte Lösungen aus Speichersystemen und Netzverstärkungsmaßnahmen identifizieren kann.

In weiteren Forschungsarbeiten wird der Schwerpunkt auf der Erweiterung der betrachteten Optionen und des operativen Teilproblems liegen. Mögliche Erweiterungen beinhalten z.B. eine detailliertere Betrachtung des Einspeisemanagements und Redispatches von dezentralen Anlagen neben Speichern. Zudem werden eine Anwendung und Verfahrensmodifikationen

für größere Netzgebiete und Planungsaufgaben erfolgen.

Quellen

- [1] S. Haffner, L.F. Pereira, L.A. Pereira, L. Barreto: Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 2, pp. 915-923, 2008.
- [2] F. Geth, J. Tant, E. Haesen, J. Driesen, R. Belmans: Integration of energy storage in distribution grids. IEEE Power and Energy Society General Meeting 2010, Vancouver.
- [3] M. Scheufen, P. Erlinghagen, F. Potratz, A. Schnettler: A novel algorithm to the multi-stage grid expansion problem taking into account grid topology modifications and storage devices. CIRED 2013, Stockholm.
- [4] S. Koopmann, M. Scheufen, P. Goergens, F. Potratz, A. Schnettler: Optimized deployment of storage systems for integration of distributed generation in smart grids. CIRED 2013, Stockholm.
- [5] S. Koopmann, M. Scheufen, A. Schnettler: Integration of stationary and transportable storage systems into multi-stage expansion planning of active distribution grids. IEEE PES ISGT Europe 2013, Kopenhagen.

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann
koopmann@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-90146

Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stroband
stroband@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-90013

Betriebsstrategien von Kraft-Wärme-Systemen in virtuellen Kraftwerken mit einer hohen Durchdringung erneuerbarer Energien

Die Integration von erneuerbaren Energien in die Energieversorgungssysteme ist eine Kernaufgabe für die erfolgreiche Realisierung der deutschen Energiewende. Ein Konzept ist der Zusammenschluss von dezentralen regenerativen Stromerzeugern zu virtuellen Kraftwerken. Dieser Forschungsbericht beschreibt die Modellierung von Power-to-Heat-Systemen (P2H) als Teil eines virtuellen Kraftwerks, in dem Wärmeerzeuger als zusätzliche Flexibilität in der Einsatzplanung des virtuellen Kraftwerkes genutzt werden. Durch einen Bottom-Up-Modellierungsansatz wird eine zulässige Planung jeder Einheit im Portfolio unter Berücksichtigung technischer Beschränkungen sichergestellt. Unsicherheiten, z.B. in Wärmebedarfsprognosen, werden mittels Szenarien in einem stochastischen Optimierungsmodell betrachtet.

Einleitung

Im Zuge der Energiewende steigt der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland stetig an. Die volatile Einspeisung von Wind- und Photovoltaikanlagen führt zu einer verstärkten Nachfrage nach flexibler und schnell verfügbarer Ausgleichsenergie. Power-to-Heat (P2H)-Systeme können im Portfolio eines aus dezentralen Erzeugungseinheiten bestehenden virtuellen Kraftwerks zusätzliche Flexibilität in der Betriebsplanung bereitstellen und somit die Integration erneuerbarer Energien verbessern und die Partizipation des Verbundes am Day-Ahead- und Regelleistungsmarkt erleichtern. P2H-Systeme können aus einem elektrischen Wärmeerzeuger oder einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage mit einem Wärmespeicher und einem angeschlossenen Wärmenetz bestehen.

Für die Bewertung der P2H-Technologie als Teil eines virtuellen Kraftwerks wird ein Ansatz für ein marktübergreifendes stochastisches Optimierungsmodell für die Betriebsplanung eines Anlagenverbunds in diesem Beitrag präsentiert und evaluiert.

Modellierung von virtuellen Kraftwerken

Die Modellierung von P2H-Systemen ist eine Erweiterung eines bestehenden Modells eines virtuellen Kraftwerks (engl.: Virtual Power Plant (VPP)) [1,2].

Das VPP-Modell nutzt eine stochastische gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung, um die deckungsbeitragsmaximale Betriebsstrategie für alle dezentralen Einheiten im betrachteten Portfolio zu bestimmen. Es wird ein Bottom-Up-Ansatz genutzt, um jede Einheit und ihre individuellen technischen und ökonomischen Charakteristika abzubilden. Im VPP-Modell können Windenergie- und Photovoltaikanlagen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), elektrische sowie thermische Speichersysteme und Elektrofahrzeuge berücksichtigt werden.

Um eine robuste Lösung unter Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten zu gewährleisten, wurde das Modell als mehrstufige stochastische Optimierung mit einem rollierenden Planungshorizont formuliert. Fahrpläne und Intraday-Transaktionen werden auf Basis von aktualisierten Prog-

noseinformationen überarbeitet und angepasst [1]. Abbildung 1 bietet einen Überblick über die Eingangsdaten des VPP-Modells.

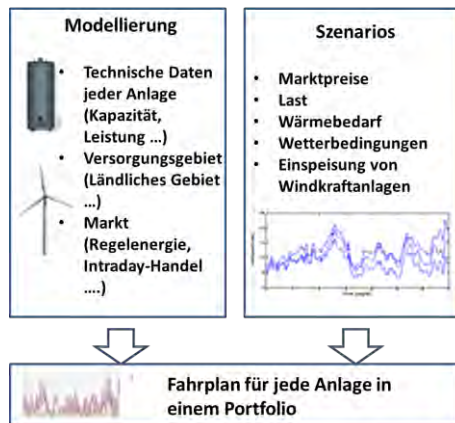


Abb. 1: Modellüberblick

2.1 Marktpartizipation virtueller Kraftwerke

VPP haben Zugang zu mehreren Vermarktungsoptionen. Sie können Energie für den folgenden Tag auf dem Day-Ahead-Markt handeln und den Intraday-Markt für kurzfristige Transaktionen bis zu 45 Minuten vor Lieferung nutzen. Auf den Märkten für Regelleistung (RL), welche von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern beaufsichtigt werden, besteht die Möglichkeit, primäre RL, sekundäre RL und Minutenreserveleistung anzubieten. [1,2]. Die Marktpartizipation des VPP erfolgt unter der Einschränkung, dass die Wärmeversorgung der an das P2H-System angeschlossenen Verbraucher jederzeit gewährleistet ist.

2.2 Modellierung der Unsicherheiten

Ein Hauptmerkmal des Modells ist die adäquate Betrachtung der Prognoseunsicherheiten. Abhängig vom VPP-Portfolio können die folgenden Unsicherheitsparameter den Fahrplan des VPP beeinflussen:

- Marktpreis-Unsicherheiten

- Erzeugungs-Unsicherheiten: Unsicherheiten der Windgeschwindigkeit und der solaren Bestrahlungsstärke
- Last-Unsicherheiten

In der stochastischen Programmierung werden Unsicherheiten durch Szenarien repräsentiert und entsprechend ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit gewichtet (siehe im Detail [1]).

Das grundsätzliche Prinzip des stochastischen Optimierungsmodells wird anhand einer kombinierten Day-Ahead- und Dispatch-Entscheidung (siehe Abbildung 2) erläutert.

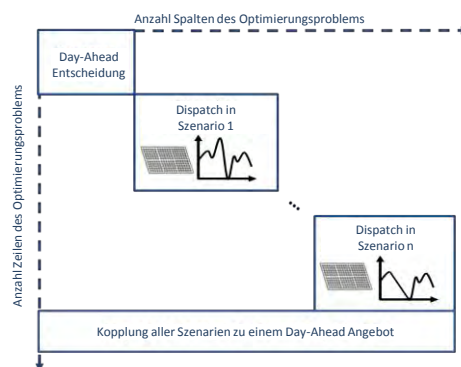


Abb. 2: Problemstruktur eines zweistufigen stochastischen Modells

Die Entscheidung der ersten Stufe beinhaltet das Angebot am Day-Ahead-Markt. Dieses Angebot soll für jedes mögliche Szenario und dessen Ausprägungen der Unsicherheitsparameter, wie z.B. Windgeschwindigkeit oder Wärmebedarf, einen gültigen Fahrplan ermöglichen. Der Dispatch der Einheiten wird in den Variablen der zweiten Stufe des stochastischen Modells betrachtet. In Abhängigkeit der Szenarioparameter ergeben sich für jedes Szenario unterschiedliche Einsatzplanungen für die dezentralen Anlagen, die jedoch immer das Day-Ahead-Angebot erfüllen. Die Flexibilität des P2H-Systems kann dabei eine größere Robustheit gegenüber Last- und Einspeiseprognosefehlern bieten, da es z.B. ausbleibende Wind- oder PV-Einspeisung ausgleichen kann.

Modellierung der Power-to-Heat-Systeme

P2H-Systeme, wie sie im beschriebenen Modell definiert werden, bestehen aus Wärmespeichern (WS) mit individuellen Wärmeerzeugern (z.B. KWK-Anlagen oder Wärmepumpen) und angeschlossenem Wärmenetz. Das Wärmenetz versorgt die Wärmekonsumenten, die individuell modelliert werden. Für jeden WS werden die folgenden technischen Charakteristika berücksichtigt:

- Speicherkapazität
- Thermische Isolierung
- Maximale Temperatur
- Minimale Temperatur
- Temperaturspreizung

Zusätzlich werden die Charakteristika der Betriebsmittel und Technologien sowie der Wärmebedarf berücksichtigt:

- Umgebungstemperatur (szenariobasiert)
- Wärmebedarf (szenariobasiert)
- Existenz von Wärmenetzen (Verbraucher- und Versorgungsseite)
- Maximale Aufnahmeleistung

Die Wärme kann durch im VPP vorhandene KWK-Anlagen oder elektrische Wärmeerzeuger (Wärmepumpen oder Elektroheizungen) bereitgestellt werden. Die Effizienz von Wärmepumpen wird durch ihre Jahresarbeitszahl charakterisiert, während Elektroheizungen oder KWK-Anlagen durch ihren Gesamtwirkungsgrad beschrieben werden. Die Wärmeerzeugung wird demnach in Bezug auf die folgenden Charakteristika betrachtet:

- Maximale Leistung
- Wärmepumpen: Jahresarbeitszahl
- Elektroheizungen: Wirkungsgrad
- KWK-Anlagen: Wirkungsgrad

Jeder Wärmespeicher wird unter Berücksichtigung seiner technischen Restriktionen

durch einen Satz Entscheidungsvariablen modelliert, der die individuelle Partizipation am Markt beschreibt.

3.1 Speicherstand, Kapazität und Wärmeverluste der Wärmespeicher

Die Speicherkapazität jedes WS wird als Betrag der nutzbaren thermischen Energie definiert. Dieser Betrag hängt von der Temperaturspreizung des Wärmenetzes (Versorgungsseite) sowie dem Speichervolumen des WS ab. Eine höhere Spreizung impliziert eine höhere nutzbare thermische Energie und folglich eine höhere Speicherkapazität des WS. Das Volumen des Speichers bestimmt proportional die nutzbare Kapazität.

Weiterhin hat die aus dem Volumen und der Geometrie des WS resultierende Oberfläche einen direkten Einfluss auf die Wärmeverluste $\dot{Q}_{v,t}$. Diese hängen zudem vom Wärmeübertragungskoeffizienten U der Isolation sowie der Temperaturspanne zwischen Speicher und Umgebung (θ_{HS} , $\theta_{a,t}$) wie folgt ab:

$$\dot{Q}_{v,t} = U \cdot A \cdot (\theta_{HS,t} - \theta_{a,t}) \quad (1)$$

3.2 Wärmenetz (Verbraucherseite) und Wärmelast

Das verbraucherseitige Wärmenetz bezieht thermische Energie aus dem Wärmespeicher und versorgt jeden angeschlossenen Wärmekonsumenten mit Wärme. Die Wärmekapazität jedes Wärmenetzes des Systems schafft zusätzliche Freiheit in der Betriebsplanung. Unsicherheiten im Wärmebedarf werden unter Betrachtung verschiedener Wärmebedarfsszenarien modelliert.

Die Wärmebedarfsszenarien werden für synthetische Wohnquartiere aus Wärmebedarfsprofilen von Einzelgebäuden kumu-

liert. Die Wärmebedarfsprofile der Einzelgebäude werden mittels eines bauphysikalischen Gebäudemodells erstellt, welches auch in [3] Verwendung findet. Dafür wird zunächst ein Gebäude mittels der Erfassungsparameter nach [4] charakterisiert. Im Modell werden die thermischen Vorgänge innerhalb des Hauses dann über ein analoges elektrisches Netzwerk [5] abgebildet (Abbildung 3).

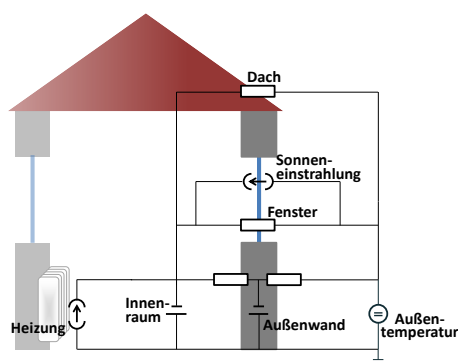


Abb. 3: Modellaufbau

Mittels Wetterdaten aus den TRY-Datensätzen des DWD [6] werden Heizlastprofile der Gebäude für ein Jahr erstellt, die neben den physikalischen Eigenschaften des Gebäudes auch Nutzerpräferenzen hinsichtlich Innenraumtemperatur und Lüftungsverhalten berücksichtigen. Im Gegensatz zu Referenzwärmeprofilen nach [7] erlaubt dieser Ansatz die Erstellung gebäude- und regionsspezifischer Wärmelastprofile, in denen die bauphysikalischen Eigenschaften der Gebäude ebenso Berücksichtigung finden wie das Nutzerverhalten.

3.3 Maximale Leistung der Wärmeerzeuger

Eine wichtige Restriktion stellt die maximale elektrische Leistung $P_k^{in,max}$ der Wärmeerzeuger dar, die in jedem Zeitschritt berücksichtigt werden muss. Insbesondere bei Day-Ahead-Markt-Transaktionen und vollen Abrufen von Regelleistung mit korrespondierenden Intraday-Markt-Transaktionen kann die maximale

Leistung des Wärmeerzeugers die Marktpartizipation beschränken.

3.4 Marktstrategien

Es gibt mehrere Marktoperationsstrategien, um einerseits einen bestimmten Ladezustand des WS sicherzustellen und andererseits den P2H-Systemen das Anbieten positiver und negativer Regelleistung mittels Intraday-Gegenhandel zu ermöglichen. Intraday-Markt-Transaktionen führen zu einer effizienteren Speichernutzung eines P2H-Systems, da die Unsicherheit in Bezug auf den Speicherstand, verursacht durch den Abruf von Reserveenergie, durch Intraday-Markt-Transaktionen limitiert wird [1].

Case Study

Im folgenden Abschnitt wird ein Windpark und ein P2H-System als exemplarisches VPP mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien betrachtet. Stochastische Einflüsse von Einspeiseprognosen und Wärmelasten werden innerhalb der VPP-Optimierung berücksichtigt. Das Power-To-Heat-System umfasst eine KWK-Anlage und einen Wärmespeicher zur Versorgung einer Siedlung mit 60 Einfamilienhäusern über ein angeschlossenes Nahwärmenetz. Die thermische Spitzenleistung der KWK-Anlage beträgt 500 kW und die Kapazität des Wärmespeichers 500 kWh. Die Parameter des betrachteten P2H-Systems basierend auf [8] sind in Tabelle 1 aufgelistet.

Tabelle 1. Parameter des Power-to-Heat-Systems

	Leistung	Kapazität	ΔT
P2H-System	500 kW	500 kWh	50 K

Die Wärmelastszenarien (Abbildung 5) basieren auf Lastprofilen wie in [5], die

mittels des in 3.2 beschriebenen Modells erstellt wurden.

Ebenfalls wird eine Windenergieanlage mit einer Leistung von 1,65 MW als Teil des virtuellen Kraftwerks betrachtet. Mittels szenariobasierter Windgeschwindigkeiten [1] werden Einspeiseszenarien der Windenergieanlage erstellt (Abbildung 6). Die Kombination jeweils eines Windszenarios mit einem Wärmelastszenario führt zu exemplarischen drei Szenarien, die in der Betriebsplanung des virtuellen Kraftwerks simultan berücksichtigt werden.

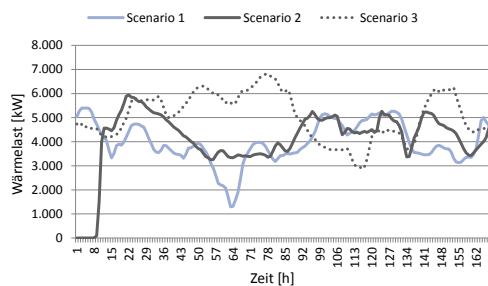


Abb. 5: Wärmelastszenarien

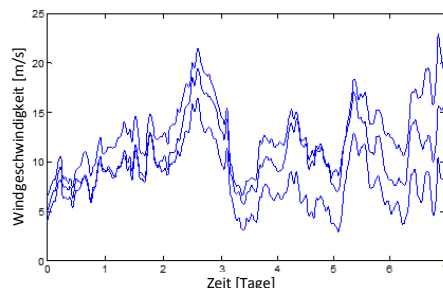


Abb. 6: Windenergieszenarien

Das virtuelle Kraftwerk bietet auf den Regelenenergiemärkten hauptsächlich negative Sekundärregelleistung an. Diese wird primär durch die KWK-Anlage bereitgestellt, die zusätzlich auch die Flexibilität des Wärmespeichers nutzt. Ohne die Flexibilität des Power-2-Heat-Systems wäre ein Angebot auf den verschiedenen Märkten durch wenige lokale volatile Einspeiser nur unter hohen Sicherheitsmargen möglich, da die Unsicherheiten in der Betriebsplanung zu hoch wären.

Der Einfluss der Unsicherheiten auf die Einsatzplanung wird mithilfe des Wertes der stochastischen Lösung und des erwarteten Wertes bei vollständiger Information dargestellt. Die Differenz repräsentiert den Betrag, den man für eine perfekte Prognose von Windeinspeisung und Wärmebedarf bereit wäre auszugeben. Daran lässt sich ebenso der Mehrwert einer verbesserten Prognose quantifizieren. Eine verbesserte Prognose verringert nicht nur die Differenz zwischen der Lösung auf Basis vollständiger Information und der stochastischen Lösung, sondern reduziert auch den Bedarf an Flexibilitäten im virtuellen Kraftwerk.

Tabelle 2 listet die Ergebnisse zweier Simulationen auf. Beide Simulationen (mit vollständiger Information und stochastisch optimiert) werden durch den Zielfunktionswert (ObjVal), die Berechnungszeit (CPU Zeit) und die Anzahl der Gleichungen und Variablen beschrieben.

Tabelle 2: Zusammenfassung Ergebnisse

	Vollständige Information	Stochastisch
ObjVal [€]	6280,61	4019,85
CPU Zeit [s]	33,85	111,00
Gleichungen	33.036	297.324
Variablen	75.072	1.754.460

Zur Einschätzung der Ergebnisse ist anzumerken, dass der erhöhte Deckungsbeitrag bei vollständiger Information oftmals im realen Betrieb nicht erreichbar ist. Dies unterstreicht die Bedeutung der stochastischen Betrachtung.

Fazit und Ausblick

Der Forschungsbericht beschreibt ein stochastisches Modell zur Analyse einer marktübergreifenden Einsatzplanung für verschiedene Technologien in einem virtuellen Kraftwerk. Die stochastische Modellierung der dezentralen Anlagen ermöglicht

die Einsatzplanung unter Berücksichtigung der Unsicherheiten. Dies ist vor allem in kleineren und lokalen virtuellen Kraftwerken mit einem hohen Anteil volatiler Erzeuger essentiell, da diese hohe Unsicherheiten in der Betriebsplanung aufweisen.

In weiteren Forschungsarbeiten wird der Schwerpunkt auf die Entwicklung neuer Betriebsstrategien gelegt. Diese könnten die Verteilungsnetze in die Betriebsplanung integrieren und somit netzorientierte Fahrpläne für die dezentralen Anlagen erstellen.

Ebenso ist eine Modellierung weiterer dezentraler Anlagen vorgesehen, um ein größeres Anlagenportfolio nutzen zu können.

Förderhinweis

Diese Arbeit ist in Teilen im Rahmen eines durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Projektes entstanden.



Quellen

- [1] Pollok T, Sowa T, Koopmann S, Rath S, Schnettler A: Evaluation of business cases for renewable generation under consideration of virtual power plants, 6th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, 2012.
- [2] Koopmann S, Wasowicz B, Rath S, Pollok T, Schnettler A: "Evaluating multifunctional storage usage for the integration of renewable energies", 7th International Renewable Energy Storage Conference, 2012.
- [3] Kregel S, Meinerzhagen A, Falke T, Dietrich C, Witte A: Planungsverfahren

zur effizienten Energieversorgung in Mittelstädten, Internationaler ETG-Kongress, 2013.

- [4] Loga T, Diefenbach N, Knissel J, Born R: Kurzverfahren Energieprofil. Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt 2005.
- [5] Crabb JA, Murdoch N, Penman JM: A simplified thermal response model. In: Building Services Engineering Research and Technology (8) 1987, S.13-19.
- [6] Christoffer J, Deutschländer T, Webs M: Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY. Deutscher Wetterdienst, Offenbach a. Main 2004.
- [7] VDI: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. VDI-Richtlinie 4655 2008.
- [8] Bilfinger Bohr- und Rohrtechnik GmbH: „Wärmespeicher“, URL: <http://www.bur.at/referenzen/waermespeicher/> [03.09.2013]
- [9] Maggioni F, Allevi E, Bertocchi : (2012): Measures of Information in Multi-Stage Stochastic Programming, Stochastic Programming E-Print Series, 2012

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa
sowa@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-90145

Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, MA
meinerzhagen@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-93037

Tobias Falke, M.Sc.
falke@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-90015

Analyse des Wirk- und Blindleistungsverhaltens von privaten Haushalten

Die zunehmende Anzahl an das elektrische Verteilungsnetz angeschlossener, dezentraler Energiewandlungseinheiten führt zu neuen Herausforderungen im Verteilungsnetzbetrieb. Für die Netzzustandsbestimmung in der Niederspannungsebene ist insbesondere eine detaillierte örtliche Modellierung der Lastsituation notwendig um fehlende Messwerte zu kompensieren. Gleichzeitig ermöglichen Smart Meter die automatisierte Erfassung und Übertragung zeitlich hochaufgelöster Leistungsdaten einzelner Kunden. Im vorliegenden Beitrag wird das Wirk- und Blindleistungsverhalten von privaten Haushalten untersucht und durch Kennzahlen beschrieben, dabei findet der Einfluss verschiedener Faktoren, wie beispielsweise Haushaltsgröße und Wochentag, Berücksichtigung.

Einleitung und Motivation

Mit der zunehmenden Durchdringung von dezentralen Energiewandlungseinheiten, erwächst die Notwendigkeit von Netzberechnungen im Verteilungsnetz, beispielsweise zur Bestimmung der Anschlussfähigkeit zusätzlicher Anlagen oder zur Zustandsschätzung. Aufgrund der spärlichen Messtechnik in der Niederspannungsebene setzt diese die Modellierung von elektrischen Verbrauchern auf Haushaltsebene voraus, um durch Pseudo-Messwerte die aktuelle Lastverteilung und -höhe abzubilden. Die Charakterisierung des Verhaltens einzelner Anschlussnehmer erfordert daher eine eingehende Analyse ihres Wirk- und Blindleistungsverhaltens, insbesondere der Gleichzeitigkeit und Symmetrie.

Datengrundlage

Die Datengrundlage bezieht sich auf ein abgeschlossenes Siedlungsgebiet mit etwa 375 Einwohnern. Seit dem 15.03.2013 wurden in dieser Region das Wirk- und Blindleistungsverhalten von 57 Privathaushalten ohne Photovoltaikanlagen mithilfe von Smart Meter im Abstand von 3-4 Sekunden erfolgreich erfasst und Informationen über die Wohnungssituation der einzelnen Haushalte erhoben. Im Rahmen der

folgenden Auswertungen wird auf gemittelte Minutenwerte zurückgegriffen.

Zur Klassifizierung der erfassten Haushalte wurden Fragebögen verteilt. Diese erfassen die Anzahl der Personen in den Haushalten, die Wohnungsgröße und die Geräteausrüstung, gegliedert in Haustechnik, Haushaltsgeräte und Kleintechnik. Um die Repräsentativität der Haushaltsgröße in der Testregion für die gesamte deutsche Bundesregion zu untersuchen, werden die aus den Fragebögen erhaltenen Angaben dem Bundesdurchschnitt (vgl. statistisches Bundesamt (Destatis) [1]) gegenübergestellt.

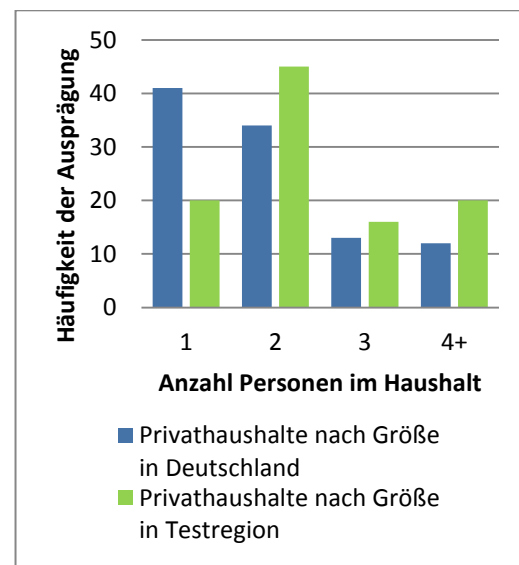


Abb. 1: Vergleich der Haushaltsgrößen

Wie in Abbildung 1 zu erkennen ist, liegen die größten Unterschiede bei den Anteilen der Single- und Paarhaushalte vor. In der bundesweiten Verteilung liegt der Anteil der Singlehaushalte bei 41 % und damit 21 Prozentpunkte über dem Anteil der Singlehaushalte in der gegebenen Datengrundlage. Der Anteil der Zweipersonenhaushalte beträgt deutschlandweit 34 %, wohingegen der Anteil in der Studie 46 % ausmacht. Für Drei- und Vierpersonenhaushalte fällt die Abweichung mit 4 Prozentpunkten und 6 Prozentpunkten gering aus.

Die Messunsicherheit der ausgebrachten Smart Meter beträgt $\pm 1\%$, dies entspricht der Genauigkeitsklasse A (VDE). Die ausgebrachte Messtechnik ermöglicht jedoch nur eine betragsmäßige Betrachtung der Blind- und Wirkleistung. Es kann folglich keine Aussage über das induktive oder kapazitive Verhalten der Haushalte getroffen werden.

Wirkleistungsverhalten

Zur Auswertung des Wirkleistungsverhaltens wurden sechs verschiedene statistische Kennzahlen verwendet. Zur Identifikation der Grenzwerte für die Erkennung von Lastspitzen und Lasttäler wurde das 0,01 bzw. 0,99 Quantil aller Messwerte eines Haushalts definiert. Im Mittel werden somit 15 Minuten jedes Tages der Lastspitze (oder Lasttal) zugeordnet. Auf diese Weise wird verhindert, lediglich das Leistungsstärkste Haushaltsgesetz zu betrachten. Ferner kann der häufigste Wert mit Hilfe des Modus abgebildet werden.

Abbildung 2 zeigt die Kennzahlen für jeden gemessenen Haushalt. Der Median der Wirkleistung der einzelnen Haushalte schwankt zwischen 11 W bis 657 W und für das 0,99-Quantil werden Messwerte zwischen 231 W und 4 796 W verzeichnet. Diese gelten als Grenzwerte für Lastspitzen.

zen. Durchschnittlich liegt das 0,99-Quantil bei 2 383 W.

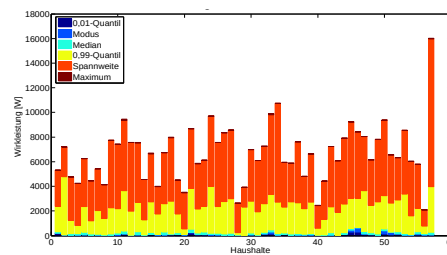


Abb. 2: Statistische Kennzahlen der Wirkleistung aller gemessenen Haushalte

Entscheidend für die Auswirkung der bezogenen Leistung auf das Niederspannungsnetz ist das zeitliche Auftreten der Lastspitzen. Hieraus ergibt sich der Gleichzeitigkeitsfaktor der Lasten. Die Verteilung der Lastspitzen über einen Tagesverlauf ist für Singlehaushalte in Abbildung 3 dargestellt. Es werden alle Messwerte, die den Grenzwert des 0,99-Quantils überschreiten, nach der Häufigkeit des Auftretens über die Zeit verteilt.

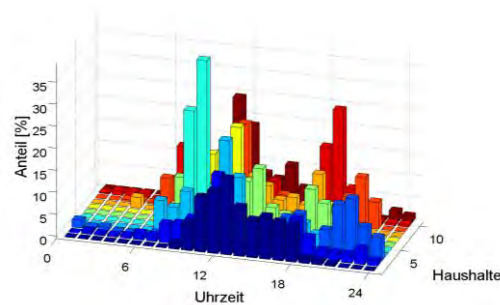


Abb. 3: Zeitlicher Verteilung der Lastspitzen von Single-Haushalten über den Tag

In Abbildung 3 ist zu erkennen, dass Lastspitzen vermehrt in der Zeit von 7 bis 22 Uhr auftreten. Zwischen 23 und 6 Uhr ist die Anzahl an Lastspitzen deutlich geringer und macht einen Anteil von 4,3 % der Gesamtmenge der Lastspitzen aus. Auffällig ist, dass sich die Verteilungen der Lastspitzen für die einzelnen Haushalte unterscheiden und jeder Haushalt über eine

charakteristische Verteilung verfügt. Zu erkennen ist, dass über 60% der Lastspitzen von Haushalt 5 zwischen 8 und 9 Uhr liegen. Für Haushalt 1 liegt hingegen eine Verteilung über den Tag vor, in der 81,9 % der Lastspitzen in der Zeit von 11 bis 17 Uhr auftreten. Der sich daraus ergebene Gleichzeitigkeitsfaktor kann Abbildung 4 entnommen werden.

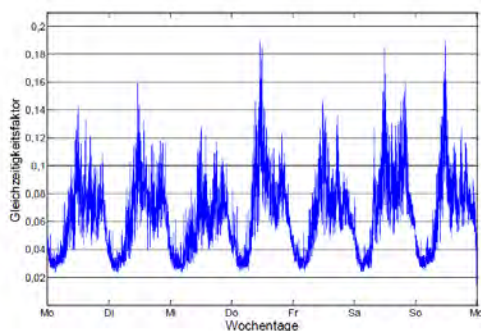


Abb. 4: Entwicklung des Gleichzeitigkeitsfaktors über eine Woche

Im Vergleich zu den in der Netzplanung angesetzten Gleichzeitigkeitsfaktoren zwischen 0,12-0,15 unter Annahme von teil-elektrifizierten Haushalten im Netzgebiet sind die Maxima der auftretende Gleichzeitigkeitsfaktoren in den Messwerten ähnlich [2]. Allerdings zeigen die Messwerte eine hohe Bandbreite der auftretenden Gleichzeitigkeitsfaktoren. So erreichen die Werte täglich am Morgen einen Tiefpunkt mit 0,03, steigen mittags auf den maximalen Wert (zwischen 0,13 und 0,19) und weisen abends einige kleinere Spitzen (bis zu 0,16) auf. Der wöchentliche Maximalwert liegt am Sonntagmittag. In der dargestellten Woche erreicht er immer zur Mittagszeit seinen höchsten Wert.

Der Vergleich der gemessenen Lastprofile mit dem Standardlastprofil des BDEW zeigt deutlich, dass eine Näherung des Verhaltens an der Ortsnetzstation (Summenlast aller gemessenen Haushalte) bei 57 Haushalten zu beobachten ist. Eine Aussage über die lokale Spannungshaltung in den

Strangausläufern des Niederspannungsnetzes kann durch Nutzung des Standardlastprofils jedoch nicht getroffen werden, da die erforderliche Anzahl Haushalte nicht erreicht werden. Dies wird insbesondere durch einen Vergleich eines einzelnen Lastgangs mit dem Standardlastprofil deutlich.

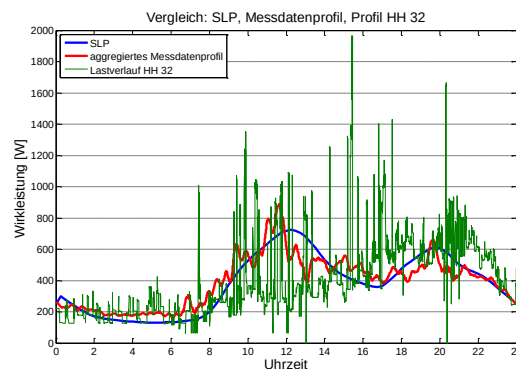


Abb. 5: Vergleich des Summenlastgangs aller gemessenen Haushalte mit Standardlastprofil

Blindleistungsverhalten

Zur vollständigen Charakterisierung des Leistungsverhaltens der Haushalte wird neben dem Wirkleistungs- auch der Blindleistungsbedarf analysiert.

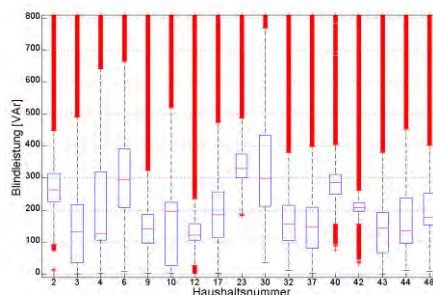


Abb. 6: Statistische Verteilung der Blindleistung der Familien-Haushalte

Im Folgenden wird die Verteilung der Blindleistung anhand des Boxplots in Abbildung 6 untersucht, dabei werden nicht alle Ausreißer dargestellt. Es liegen dementsprechend vereinzelte höhere Lastspitzen im Blindleistungsverlauf vor. Die Me-

diane der Single-Haushalte liegen im Bereich zwischen 17 var und 154 var, für Familien-Haushalte zwischen 121 var und 330 Var. Die Interquartilsabstände variieren zwischen 11 var und 223 var. Die Streuung der Blindleistung unterscheidet sich bei den Familienhaushalten stark voneinander. Insgesamt ist zu nennen, dass mit der ansteigenden Größe der Haushalte die Spitzen der Blindleistungsverteilung nicht so deutlich ansteigen, wie die Spitzen der Wirkleistung.

Über den Leistungsfaktor $\cos(\phi)$ wird der Wirkleistungsanteil der Scheinleistung dargestellt, auf diese Weise kann die Zusammensetzung, d.h. Wirk- und Blindanteil, der Haushaltslast beschrieben werden. Die Single-Haushalte weisen hier einen großen Interquartilsabstand von bis zu 0,49 auf. Folglich streuen ihre Werte teilweise annähernd über die gesamte Bandbreite möglicher $\cos(\phi)$ Werte. Hier konnte eine Abhängigkeit zwischen hoher Streuung und geringer Wirkleistung beobachtet werden, denn alle diese Haushalte, weisen einen Wirkleistungs-Median kleiner 121 W auf. Die Mediane des Leistungsfaktors befinden sich im Intervall von 0,53 bis 0,87. Die zentralen 50% der Werte liegen demnach unter dem Erfahrungswert von $\cos(\phi)=0.9$ für Haushalte [3]. Die Interquartilsabstände der Familienhaushalte weisen geringere Werte zwischen 0,058 und 0,187 auf. Gleichfalls befinden sich ihre Mediane mit Werten zwischen 0,93 und 0,84 deutlich näher an 0,9. Dennoch zeigen alle Haushalte Ausreißer nach unten. Beim Vergleich der beiden Haushaltsgruppen weisen die Familienhaushalte höhere und innerhalb ihrer Gruppe ähnlicher verteilte Leistungsfaktorwerte auf. Die Größenordnung der Messwerte der Blindleistung stimmt hingegen bei beiden Gruppen ungefähr überein, während im Vergleich mit der Wirkleistungsverteilung deutlich höhere Messwerte bei den Fami-

lienhaushalten zu beobachten sind. Die Streuung der einzelnen Haushalte bleibt über den betrachteten Zeitraum annähernd konstant, die Mediane unterliegen hingegen mitunter größeren Schwankungen.

Die Untersuchung der direkten Abhängigkeit von der Wirkleistung P und des Leistungsfaktors $\cos(\phi)$ erfolgt mittels Rangkorrelationskoeffizienten nach Spearman und Kendall (vgl. [4]). Die Mehrzahl der Haushalte weist dabei eine mittlere bis hohe Korrelation auf. Auch bei der Darstellung der Größen am Beispiel eines einzelnen Haushalts in Abbildung 7 scheint ein nichtlinearer positiver Zusammenhang zwischen den Größen zu bestehen.

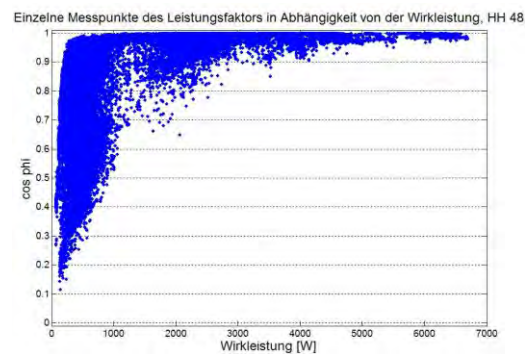


Abb. 7: $\cos(\phi)$ des Haushalts 48 in Abhängigkeit von der Wirkleistung

Zur Darstellung der Wirkleistungsabhängigkeit wird der Mittelwert, sowie die Standardabweichung von $\cos(\phi)$ für den jeweiligen Haushaltstyp für bestimmte Wirkleistungswerte berechnet. Alle Messwertpaare, getrennt nach Haushaltstyp, werden nach der aufsteigenden Wirkleistung sortiert, in Gruppen mit 10.000 Messwertpaaren eingeteilt. Danach werden der Mittelwert und die Standardabweichung von $\cos(\phi)$ aus den Messwerten jeder Gruppe berechnet und dem größten Wirkleistungswert aus der Gruppe zugeordnet. In Abbildung 8 ist der Verlauf des Mittelwertes und der Standardabweichung von $\cos(\phi)$ der jeweiligen Haushaltstypen in Abhängigkeit der Wirkleistung dargestellt.

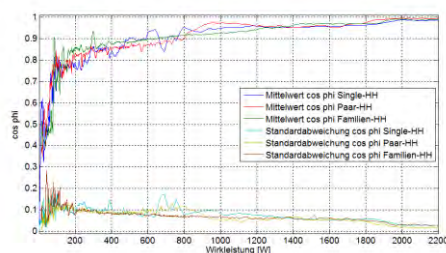


Abb. 8: Mittelwert und Standardabweichung von $\cos(\phi)$ in Abhängigkeit von der Wirkleistung bei verschiedenen Haushaltsgrößen

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die beiden Größen unabhängig von den Haushaltstypen jeweils einen ähnlichen Verlauf aufweisen. Der Mittelwertverlauf von Single-Haushalt weist größere Schwingungen auf. Ab ca. 2.000 W steigen, unabhängig vom Vorzeichen der Blindleistung, die Mittelwerte auf ca. 0,99 an und streben für größere Leistungen gegen 1. Die Annahme eines festen Leistungsfaktors für private Haushalte lässt sich auf Basis der gemessenen Werte nicht halten.

Asymmetrie der Haushaltslast

Die drei Phasen im Niederspannungsnetz werden aufgrund einphasiger Verbraucher nicht gleichmäßig belastet. Zur Charakterisierung dieser Leistungsasymmetrie wird ein Leistungsasymmetriefaktor berechnet. Ohne Angabe des tatsächlichen Phasenwinkels wird eine feste Winkeldifferenz von 120° zwischen den Phasen angenommen und nur die Auswirkung der Amplituden von Strom bzw. Scheinleistung auf die Asymmetrie betrachtet. In Abbildung 9 sind die kumulierten Häufigkeiten der Leistungsasymmetrie von drei beispielhaften Familien-Haushalten über den gesamten Messzeitraum dargestellt.

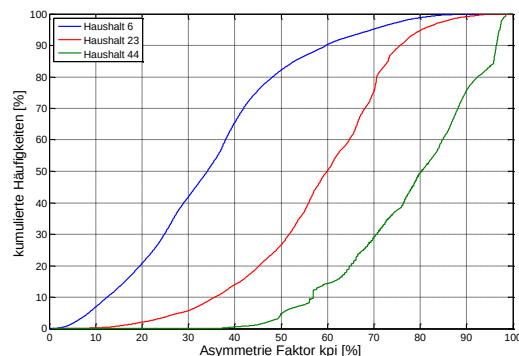


Abb. 9: Kumulierte Häufigkeiten des Leistungsasymmetriefaktors k_{pi}

Es wird deutlich, dass der Asymmetriegrad der betrachteten Haushalte stark unterschiedlich ist. Zur näheren Analyse des unterschiedlichen Asymmetriegrads der Haushalte werden die Tagesverläufe des Stroms an einem Werktag aufgeteilt nach einzelnen Phasen untersucht. Als Tag wird beispielhaft der Dienstag, 28. Mai 2013 gewählt. Der Verlauf der Stromstärke von Haushalt 6 ist in Abbildung 10 dargestellt.

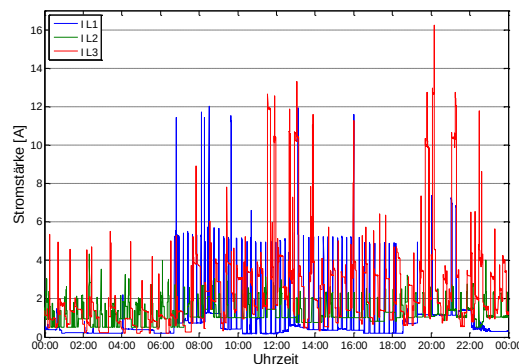


Abb. 10: Stromstärke des Haushalts 6 aufgeteilt in 3 Phasen am 28.05.2013

Der Strom in der Phase L1 hat morgens bis 7 Uhr einen annähernd konstanten Verlauf bei ca. 0,5 A. Im Zeitraum von 7 bis 19 Uhr treten immer wiederkehrende Spitzen auf. Der Strom in der Phase L2 weist über den gesamten Tag einen Verlauf mit immer wieder auftretenden Spitzen bis 2 A und mit vereinzelt Spitzen bis knapp über 4 A auf. Der Stromverlauf der Phase L3

erreicht seine Spitzenwerte mittags (ca. 13 A) und abends (ca. 16 A).

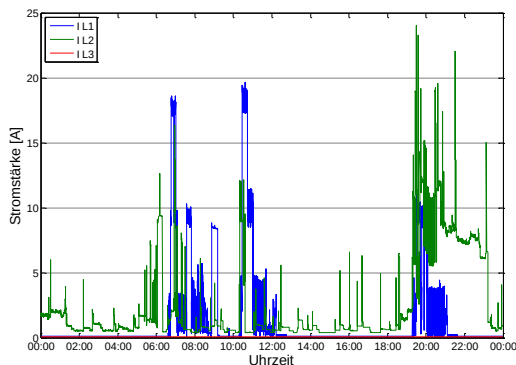


Abb. 11: Stromstärke des Haushalts 44 aufgeteilt in 3 Phasen am 28.05.2013

Bei Haushalt 44 weist die Stromstärke der Phase L1 im Tagesverlauf drei einzelne Spitzen auf. Zwischen 19 und 23 Uhr steigt der Grundverlauf der Stromstärke auf ca. 7 A an. In diesem Zeitraum treten auch die höchsten Spitzen mit bis zu 24 A auf. Die 3. Phase wird im gesamten Tagesverlauf nicht belastet. Dieses in hohem Maße variierende Verhalten erfordert weitere Untersuchungen zur Modellierung der Asymmetrie von Haushalten zur Verwendung in dreiphasigen Netzberechnungen.

Fazit und Ausblick

Die Analyse des Leistungsverhaltens von privaten Haushalten anhand von Smart Meter Daten der Testregion verdeutlicht die Bedeutung der individuellen Betrachtung von Haushalten bei der Lastmodellierung. Die untersuchten Haushalte weisen deutliche Unterschiede untereinander auf. Gleichzeitig lassen sich jedoch auch Regelmäßigkeiten im Verhalten eines einzelnen Haushalts erkennen. Im Vergleich zu Standardlastprofilen zeigt sich eine gute Übereinstimmung mit der Aggregation der Einzelprofile, jedoch starke Abweichungen bei gesonderter Betrachtung der einzelnen Haushalte. Ebenso lässt sich der Gleichzei-

tigkeitsfaktor für seinen maximalen Wert in der Literatur finden, jedoch variiert er bei den betrachteten Haushalten deutlich im Zeitverlauf. Das Blindleistungsverhalten von Haushalten wird in der Literatur üblicherweise vereinfacht charakterisiert, allerdings kann insbesondere die Annahme eines konstanten Leistungsfaktors, unabhängig des Vorzeichens der Blindleistung, nicht bestätigt werden. Vielmehr steigt in der untersuchten Stichprobe der Leistungsfaktor mit der Wirkleistung, dabei nimmt der $\cos(\phi)$ in Schwachlastzeiten mitunter äußerst geringe Werte an. Die Abbildung des 3-phasigen Verhaltens, d.h. vor allem der Asymmetrie der Last, erfordert weitere Untersuchungen, insbesondere der Implikationen für die Modellierung.

Quellen

- [1] Statistisches Bundesamt (destatis): „In drei Viertel der Haushalte leben höchstens zwei Personen“, Pressemitteilung, Wiesbaden, 11.07.2013
- [2] W. Kaufmann: „Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungssysteme“, VDE-Verlag, 1995
- [3] K. Heuck, K. Dettmann, D. Schulz: „Elektrische Energieversorgung“, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 2010
- [4] T. Benesch: „Schlüsselkonzepte zur Statistik“, Springer-Verlag, Berlin, 2013

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz
potratz@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49332

Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer
cramer@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49352

Labor zur Analyse von Schutzkonzepten für Niederspannungsverteilungsnetze

Durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in elektrische Verteilungsnetze verändern sich die quasistationär und dynamisch auftretenden Netzzustände im Fehlerfall grundlegend. Um verlässliche Modelle zur Beschreibung des Komponenten- und Systemverhaltens im Fehlerfall erstellen und nutzen zu können, sind Validierungsmessungen erforderlich. Das Labor zur Analyse von Schutzkonzepten für Niederspannungsverteilungsnetze bietet diese Möglichkeiten.

Einleitung und Motivation

In elektrischen Verteilungsnetzen der öffentlichen Versorgung übernimmt die Schutztechnik eine wichtige Rolle. Bei Fehlern oder unzulässigen Zuständen im Netz sorgt diese für die Vermeidung von Sach- und Personenschäden. Der zunehmende Wandel der Verteilungsnetze durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) verändert die Zustände des Netzes grundlegend (z.B. bidirektionale Leistungsflüsse und Fehlerströme). Dies führt zu der Notwendigkeit, die Funktionalität heutiger Selektivschutzsysteme zu bestätigen oder Handlungsbedarf aufzuzeigen. Zur Durchführung entsprechender Simulationen bedarf es verifizierter Komponenten- und Systemmodelle. Aufgrund der Seltenheit von Fehlerereignissen sowie fehlender Messtechnik ist eine gezielte Beobachtung von Fehlerfällen im realen Verteilungsnetz i.d.R. nicht möglich.

Das Testzentrum des Institutes für Hochspannungstechnik (IFHT) bietet die Grundlage für entsprechende Experimente zur Verifikation von Modellen einzelner Komponenten sowie ganzer Verteilungsnetzsysteme im Realnetzaufbau. Im Folgenden werden die Potentiale des Testzentrums in dieser Hinsicht durch Anwendungsbeispiele und Beschreibungen der verfügbaren Infrastruktur dargelegt.

Experimente zur Parametrierung von Sicherungsmodellen

Niederspannungs-Hochleistungs-(NH)-Sicherungen sind ein zentraler Bestandteil von Schutzsystemen in Niederspannungsverteilungsnetzen. Für in der Literatur beschriebene Zeitbereichs-Modelle zur Abbildung des Klemmenverhaltens von NH-Sicherungen sind keine Parametrierungsdaten verfügbar. Es müssen deshalb Versuche unter Variation der prospektiven Fehlerstromhöhe durchgeführt werden.

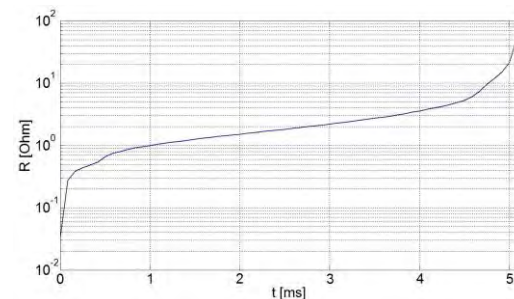


Abb.1: Widerstandsverlauf 16A NH Sicherung während der Lichtbogenzeit

Abbildung 1 zeigt exemplarisch einen aufgezeichneten zeitlichen Widerstandsverlauf einer 16 A NH-Sicherung bei Auslösung. Durch eine Kombination dieser Messdaten sowie Datenblattinformationen können entsprechende empirische Modelle parametrieren werden. Die im Labor einprägbare prospektive Stromstärke für die Parametrierungsexperimente kann dabei bis zu 10 kA bei typischen Fehlerspannungen gewählt werden.

Verifikationsmöglichkeiten für Wechselrichter-Modelle

DEA werden technologiebedingt oder durch Anforderungen des Betriebes zunehmend mittels Wechselrichtern an das Netz angekoppelt. Basis jeder Wechselrichterregelung ist eine mittels einer Synchronisierungseinrichtung gewonnene Referenz für die Injektion von Strömen in gewünschter Phasenlage zur Netzspannung. Auch im Fehlerfall bedarf es einer entsprechenden Referenz, um im Rahmen einer dynamischen Netzstützung determinierte Ströme injizieren zu können [1]. Einzelne modellierte Synchronisierungseinrichtungen (PLL) zeigen in Simulationen eine unzureichende Referenzgewinnung für kleine Restspannungen am Netzanschlusspunkt.

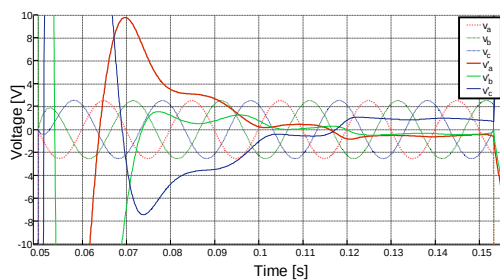


Abb. 2: Im PLL-Modell generierte Referenzspannungen bei dreiphasigem Spannungseinbruch auf 1 % U_n

Ein am IFHT entwickeltes Modell einer Synchronisierungseinrichtung nach Stand des publizierten Wissens zeigt ein Verhalten nach Abbildung 2. Bei einem tiefen dreiphasigen Spannungseinbruch auf 1 % Restspannung resultiert im Modell ein Verlust der Synchronität. Es gilt, durch Messungen im Testzentrum zu prüfen, ob die Modelle das reale Verhalten von heutigen Wechselrichtern korrekt widerspiegeln und die Modelle entsprechend nachzuführen.

Für die Vermessung stehen im Testzentrum Wechselrichter verschiedener Hersteller und Leistungen von 2,5 kW (einphasig) bis 36 kW (dreiphasig) zur Verfügung. Zur

Charakterisierung der Reaktion auf Veränderungen von Spannungsbeträgen, Winkelsprüngen sowie Frequenzänderungen am Netzanschlusspunkt wird der in [2] beschriebene Netzsimulator verwendet. Dieser bietet die Möglichkeit, „beliebige“ Spannungsverläufe mit einer maximalen Änderungsrate von 52 V/ μ s mittels Vierquadranten-Linearverstärkern bereitzustellen (max. Dauerleistung: 90 kVA out / 127 kVA in). Alternativ besteht die Möglichkeit zur Vermessung im Realnetzaufbau.

Realnetzaufbau

Um das Verhalten von im Verteilungsnetzsystem wechselwirkenden Komponenten im Fehlerfall erfassen zu können, wird die vorhandene, flexible Niederspannungsnetzstruktur des IFHT Testzentrums geeignet erweitert [2]. Um die Verhältnisse im Labor denen im Feld anzupassen, wurden zusätzlich NAYY 4x150 mm² Kabelstrecken auf einem vorhandenen Kabelbühnensystem verlegt (Abb. 3). Hierdurch stehen 1000 m Gesamtlänge des genannten Kabeltyps mit Teillängen von 100 m bis 300 m zur Verfügung. Die Wahl des Kabeltyps orientierte sich dabei an der gängigen Praxis in Netzen der öffentlichen Versorgung.

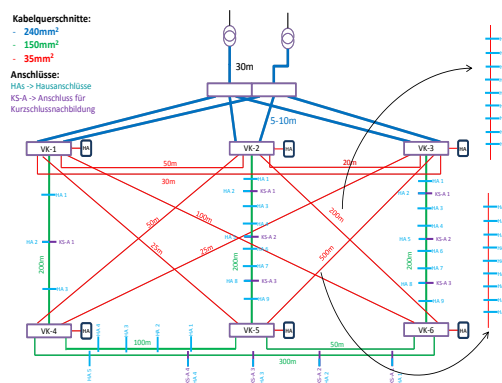


Abb. 3: Strukturübersicht flexibles Niederspannungsnetz mit Abgriffen

Unter den baulichen Gegebenheiten des Testzentrums wurde mittels Beeinflussungsuntersuchungen ein bestmögliches

Verlegungsschema identifiziert. Es wird eine in Simulationen gut modellierbare Verlegung gewährleistet.

Auf den Kabelstrecken werden mittels handelsüblicher Muffen Hausanschlüsse (NAYY 4x35 mm²) abgegriffen, um eine flexible Ver- und Entsorgungssituation in Anlehnung an die heutigen und zukünftig zu erwartenden Verhältnisse in den Verteilungsnetzen nachstellen zu können.

Nachbildung von Fehlern in überlagerten Spannungsebenen

Für die Nachbildung von Netzfehlern bestehen im Testzentrum mehrere Möglichkeiten. Das Labor verfügt mittelspannungsseitig über einen 4 MW Low-Voltage-Ride-Through (LVRT) Prüfcontainer. Mittels eines induktiven Spannungsteilers können einfache sowie doppelte Spannungseinbrüche auf 0 % bis 85 % der Nennspannung erzeugt werden. Der Prüfcontainer kann für Untersuchungen der Auswirkungen mittelspannungsseitiger Fehlerfälle auf eine unterlagerte Niederspannungsinfrastruktur verwendet werden.

Aufgrund seiner Leistungsfähigkeit ist es darüber hinaus möglich, den Netzsimulator als speisende Quelle eines Niederspannungsnetzes einzusetzen. Verschiedene systemische Untersuchungen hinsichtlich Spannungseinbrüchen, Frequenzschwankungen, Oberschwingungsverhalten und Winkelsprünge sind durchführbar.

Fehlernachbildung innerhalb des Realnetzaufbaus

Aufgrund der Anbindung des Testzentrums an das Mittelspannungsnetz mit einer verfügbaren Kurzschlussleistung von 200 MVA ist es ferner möglich, direkte Untersuchungen der Auswirkungen niederimpedanter Fehlersituationen auf der Niederspannungsebene durchzuführen. Hierzu wurde durch das IFHT eine Kurzschluss-

nachbildung entworfen. Diese ermöglicht es, ein- bis dreipolige Fehlersituationen mit niederimpedanten Fehlerstellen zu definierten Zeitpunkten in das Versuchsnetz einzuschalten (Abb.4).

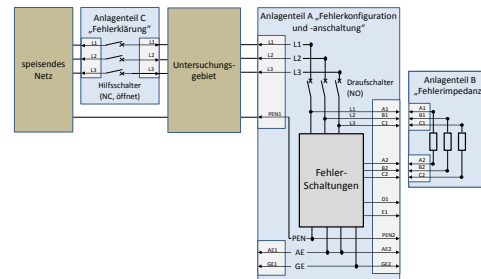


Abb.4: NS-Kurzschlussnachbildung

Im Anschlussfeld der Kurzschlussnachbildung stehen Verbindungsmöglichkeiten für vieradrige Leitungen (240 mm²) sowie eine zusätzliche Erdverbindung zur Verfügung. Mittels Kupferbrücken kann die Fehlerart vor Versuchsbeginn frei konfiguriert werden. Zusätzlich ist es möglich, ohmsch-induktive Fehlerübergangsimpedanzen zu berücksichtigen. Dafür kann eine vorhandene Lastbank mit einer maximalen Gesamtleistung von 960 kW (dreiphasig) bei einem minimalen $\cos(\varphi)=0,8$ induktiv als Übergangsimpedanz verwendet werden. Es sind reelle Impedanzen von 0,16 bis 66,60 Ohm erreichbar.

Ergänzend ist eine resistive Kaskade verfügbar, mit welcher ein Bereich zwischen 0,00 bis 0,20 Ohm mit einer Stufung von 0,01 Ohm abdeckt werden kann, um niederimpedante Fehlersituationen nachzubilden. Die Anforderungen an die Leistungsfähigkeit der Stufen orientieren sich an den Ergebnissen einer simulativen Abschätzung der umgesetzten Leistungen über die Fehlerdauer mittels quasistationärer Kurzschlussstromberechnung unter Zuhilfenahme des am IFHT entwickelten Tools zur Asymmetrischen Leistungs-Fluss Rechnung (ALF) [3]. Die Grundlage der Berechnung bildet ein 1km langes NAYY 4x150 mm² Kabel, welches durch eine

630 kVA Ortsnetzstation gespeist wird. Für die Simulation wird ein dreiphasiger symmetrischer Fehlerfall unter Variation der Fehlerimpedanz zugrunde gelegt. Zusätzlich wird der Fehlerort in einem Entfernungsbereich von 100 m bis 1 km von der Ortsnetzstation variiert. Zur Ermittlung der Belastungsdauer werden die resultierenden Ströme mit der Auslösezeit einer typischen Strangsicherung bewertet (NH 200 A) (Abb. 5).

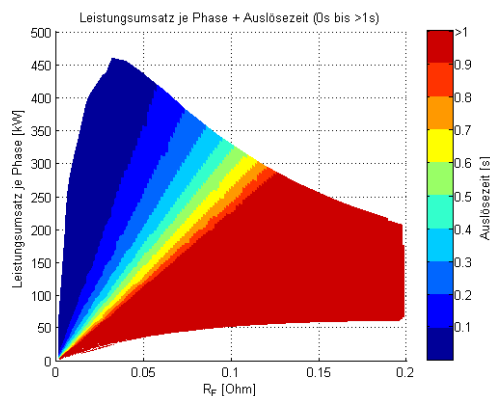


Abb. 5: Leistungsumsatz je Phase bei resistiver Fehlerimpedanz für verschiedene Sicherungsauslösezeiten

Im Falle einer Unterfunktion der zu prüfenden Schutzeinrichtung verfügt die Kurzschlussnachbildung über eine Vorrichtung zur automatischen Fehlerklärung.

Zur Erfassung transients Vorgänge steht ein 24 Kanal Transientenrekorder mit einer Abtastfrequenz von 3 MHz sowie einer Bittiefe von 16 Bit sowie 8, mittels Lichtwellenleiter-Verbindungen, abgesetzten Kanälen zur Verfügung.

Zusammenfassung

Die vorgestellten Erweiterungen des Testzentrums ermöglichen zusammen mit den in [2] dargestellten verfügbaren Einspeisern und Lasten eine systematische Untersuchung des Verhaltens zukünftiger Verteilungsnetze bei Netzfehlern. Hierbei ist sowohl eine Vermessung von Einzelsyste-

men zur Modellbildung und Parametrierung als auch die praktische Untersuchung der Verhältnisse in realitätsnahen Netzstrukturen möglich. Mit Hilfe der Ergebnisse werden Rückschlüsse auf die Wirksamkeit bestehender Schutzkonzepte sowie Veränderungen der Dynamik in den niederen Spannungsebenen und die Auswirkungen auf das Gesamtsystem gezogen.

Die Arbeiten sind in Teilen im Rahmen
Gefördert durch:
 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages
durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) geförderten Projekten entstanden.

Quellen

- [1] R. Teodorescu, M. Liserre, P. Rodriguez: Grid converters for photovoltaic and wind power systems John Wiley&Sons, Ltd, 2011
- [2] M. Peitz, C. Matrose: SmartGrid-Testzentrum zur Analyse innovativer Betriebsmittel und Betriebsführungskonzepte in zukünftigen Verteilungsnetzen. IFHT Jahresbericht 2012/13, Aachen, 2013
- [3] T. Wippenbeck, F. Glinka: Netzmodell und Berechnungsverfahren für quasistationäre asymmetrische Leistungsflüsse. IFHT Jahresbericht 2012/13, Aachen, 2013

Kontakt

Dipl.-Ing. Felix Glinka
glinka@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49355

Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck
wippenbeck@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49324

Philipp Erlinghagen, M.Sc., M.Sc.
erlinghagen@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49346

Simulation von netzbedingtem Redispatch für das deutsche Übertragungsnetz

Zentraler Aspekt dieses Forschungsgebiets sind Untersuchungen auf Basis eines entwickelten Modells zur realitätsnahen Simulation von netzbedingtem Redispatch im Übertragungsnetz. Hierzu werden unter Anwendung einer Kombination aus Unit-Commitment-Modell und PTDF-basierter Netzabbildung die zur Herstellung eines (n-1)-sicheren Netzzustandes notwendigen Fahrplananpassungen für konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare Energien ermittelt.

Einleitung

Durch die fortschreitende Erschließung regenerativer Energiequellen und die damit verbundene Transformation der Erzeugungsmuster elektrischer Energie nimmt der Bedarf an Stromübertragungskapazitäten in Deutschland zu. Der Netzausbau hingegen schreitet nur langsam voran. Um einen sicheren und stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten, haben die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit, im Redispatch in den marktbasieren Fahrplan der konventionellen Kraftwerke bzw. im Einspeisemanagement (EisMan) in die markt-/EEG-basierte Einspeisung der Erneuerbaren Energien (EE) einzugreifen.

Das Redispatchvolumen und die damit verbundenen Kosten sind in den letzten Jahren deutlich angestiegen [1]. Gemäß dem aktuellen regulatorischen Rahmen besteht das grundsätzliche Ziel, das Übertragungsnetz engpassfrei auszubauen, so dass theoretisch kein Redispatch nötig wäre. Dennoch verbleibt die Frage, welcher Redispatchbedarf während des Netzausbauprozesses zu erwarten ist. Weiterhin ist von Interesse, welche Leitungsbauprojekte den Redispatchbedarf am stärksten reduzieren können und somit (zumindest nach diesem Kriterium) bevorzugt zu realisieren sind.

Ziel der Forschungsarbeiten im Bereich „Modellierung netzbedingter Eingriffe in die Stromerzeugung“ ist daher die modellgestützte Analyse des notwendigen Redispatches und der damit verbundenen Kosten im deutschen Übertragungsnetz unter verschiedenen energiewirtschaftlichen (Ausbau EE, Kraftwerkspark, etc.) und netztechnischen (verschiedene Netzausbaustände, z.B. zur Bewertung von Netzausbauprojekten im Netzentwicklungsplan [2]) Rahmenbedingungen.

Grundlagen

Eine Redispatch-Maßnahme wird unter anderem dann durchgeführt, wenn Netzbetriebsmittel über ihre Stromtragfähigkeit hinaus belastet werden oder das Netz nach marktbasierem Kraftwerkseinsatz nicht (n-1)-sicher ist. Zur Durchführung einer Redispatch-Maßnahme werden zunächst geeignete Kraftwerke und (nachrangig) EE-Standorte anhand eines umfangreichen Kriteriensatzes ausgewählt:

- Existierende Leistungsreserven nach oben (nur KW) bzw. unten (KW und EE)
- Einschränkungen durch technische Parameter der KW (Ramping, Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten, Minimalleistung, Revisionen oder Zwangseinsatz)

- Wirkung (räumlich) der Einspeisung des Erzeugers auf die betroffene Leitung
- Entstehende Kosten durch den Eingriff in den geplanten Fahrplan (Brennstoff- und Startkosten)
- Anzahl notwendiger Eingriffe

Die Redispatch-Maßnahme erfolgt anschließend durch die Netzleitwarte unter Berücksichtigung der oben angeführten Kriterien. Die Erzeugungsanlagen sind „nach dem Quotienten aus ihrer netzstützenden Wirkung bezogen auf das von einer Überlast bedrohte Betriebsmittel ... und der für die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung zu entrichtenden Vergütung der Reihe nach zu ordnen“ [1]. Dabei sollen nach Möglichkeit teure Kraftwerke herunter- und günstige Kraftwerke hochgefahren werden, um die Kosten des Redispatches zu minimieren.

Modellbildung

Ausgangssituation für den Redispatch ist der Kraftwerkseinsatz nach Marktergebnis. Dieser wird mit Hilfe eines mehrstufigen europäischen Strommarktmodells [3] bestimmt, welches den kostenminimalen Einsatz des europäischen Kraftwerksparks unter Vorgabe von Verbraucherlast, der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, internationalen Stromhandelskapazitäten (NTC) und weiteren exogenen Größen berechnet. Ausgehend von den Kraftwerksfahrplänen sowie der sonstigen Ein- und Ausspeisungen wird eine vollständige AC-Netzberechnung unter Abbildung der Netzbetriebsführung (Einstellung der HGÜ, der regelbaren Transformatoren, Verlustdeckung usw.) durchgeführt [4]. Auftretende Netzengpässe werden auf diese Weise identifiziert.

Zur Modellierung des Redispatches wurde ein Unit-Commitment Modell dahingehend modifiziert, dass nicht mehr die Minimierung der Einsatzkosten unter Einhaltung der Lastdeckungsnebenbedingung das Ziel ist, sondern die Minimierung der Redispatch-Kosten unter Einhaltung von Netznutzenbedingungen. Durch die Verwendung von binären Variablen sind Unit-Commitment Modelle in der Lage, die Ein- und Ausschaltentscheidung der Kraftwerke endogen zu treffen und somit auch komplexe zeitkoppelnde Nebenbedingungen (z.B. zur Abbildung von Mindeststillstand- und Mindestbetriebszeiten, Startkosten, etc.) zu berücksichtigen.

Die zu minimierenden Redispatch-Kosten ergeben sich einerseits aus der Multiplikation von Leistungsanpassungen $\Delta p^+(k, t)$ und $\Delta p^-(k, t)$ der Kraftwerke k mit den technologiespezifischen variablen Kosten $c(k, t)$ und den durch den Redispatch entstehenden Startkosten. Andererseits wird auch das Produkt aus dem Priorisierungsterm S und den (ausschließlich negativen) Leistungsanpassungen der Erneuerbaren Energien $\Delta p^-(e, t)$ im Zielfunktional berücksichtigt. Die $\Delta p(t)$ sind dabei Leistungsanpassungen ausgehend vom jeweiligen Kraftwerks-Sollfahrplan aus der Marktsimulation bzw. der maximal möglichen Einspeisung bei den Erneuerbaren Energien.

$$\min f = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{k=1}^K c(k, t) * [\Delta p^+(k, t) - \Delta p^-(k, t)] + \sum_{e=1}^E S * \Delta p^-(e, t) \right)$$

Die Leistungsanpassungen der Kraftwerke werden durch das Redispatch-Modell derart gewählt, dass alle relevanten zeitkop-

pelnden Nebenbedingungen des Kraftwerkseinsatzes eingehalten werden.

Die $\Delta p^-(e, t)$ quantifizieren das Einspeisemanagement (EisMan) der EE. Über den Priorisierungsterm S lässt sich die Nutzungsintensität des Einspeisemanagements steuern. S kann beliebige Werte im Intervall $[0, \infty]$ aufweisen. Ein EisMan führt grundsätzlich nicht zu finanziellen Rückflüssen an den ÜNB. Aus diesem Grunde bevorzugt das Modell die Abregelung von Kraftwerken gegenüber der Nutzung des Einspeisemanagements im Redispatch, da im Fall der Kraftwerke finanzielle Rückflüsse in Höhe der variablen Kosten entstehen. Wird der Priorisierungsterm S positiv gewählt, so ist dies als weiter abnehmende Priorisierung des EisMan zu interpretieren. Dabei kann der Priorisierungsterm S für jede EE-Technologie spezifisch festgelegt werden. So ist es möglich, die Abregelung von Offshore-Wind gegenüber dem Onshore-Wind und der Photovoltaik zu priorisieren, vice versa.

Zur Wahrung einer ausgeglichenen Systembilanz muss die Summe aller positiven und negativen Leistungsanpassungen für jeden Zeitschritt Null ergeben:

$$\sum_{k=1}^K \Delta p^+(k, t) - \Delta p^-(k, t) - \sum_{e=1}^E \Delta p^-(e, t) = 0 \quad \forall t \in T$$

Zur Bestimmung der netzbedingten Redispatch-Maßnahmen wird das Modell um Netznabenbedingungen erweitert, durch welche überhaupt erst die Notwendigkeit für Redispatch-Eingriffe zustande kommt. Innerhalb der Simulation werden die durch den Redispatch hervorgerufenen Änderungen der Leistungsflüsse über lineare Leistungsfluss sensitivitäten, sogenannte Power Transfer Distribution Factors (PTDF), ap-

proximiert und in Form von linearen Netznabenbedingungen in das Optimierungsproblem integriert. Die knoten- und leitungsscharfe PTDF-Matrix gibt hierbei für alle Leitungen L an, welche Flussänderungen $\Delta f(t)$ sich aufgrund der veränderten Knotenleistungen $\Delta p(t)$ ergeben. Die „Grundauslastung“ der Leitungen vor Redispatch $f_{AC,VR}$ unter Berücksichtigung von Wirk- und Blindleistungsflüssen sowie Verlusten wird mit Hilfe der vorgelagerten AC-Netzberechnung vor der eigentlichen Redispatch-Simulation ermittelt, um Modellierungsungenauigkeiten durch die PTDF-Näherung so gering wie möglich zu halten.

Die Netznabenbedingungen sorgen dennoch dafür, dass die Einspeisungen der Kraftwerke und der Erneuerbaren so eingestellt werden, dass die vorgegeben maximalen Leistungsflüsse f_{max} einzuhalten sind.

$$f_{AC,VR}(l, t) + \sum_{k=1}^K PTDF(k, l) * \Delta p(k, t) + \sum_{e=1}^E PTDF(e, l) * \Delta p(e, t) \leq \eta * f_{max}(l, t) \quad \forall l, t$$

Eine endogene Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit im Redispatch-Modell ist zwar möglich, erhöht die Modellkomplexität sowie die Rechenzeit jedoch deutlich, sodass aktuell davon abgesehen wird. Um dennoch Sicherheitsmargen zu berücksichtigen, werden die Leitungsgrenzwerte um den Faktor η reduziert. Dieser für jedes Betriebsmittel frei wählbare Faktor wird zur vereinfachten Abbildung der (n-1)-Sicherheit in der Regel zu 0,7 angesetzt oder im Einzelfall über zusätzliche Netznabenbedingungen abgebildet.

Das Ziel der Optimierung ist es, die Redispatch-Kosten zu minimieren. Gäbe es keine Kostenunterschiede zwischen den Kraftwerken untereinander bzw. zwischen Kraftwerken und den Erneuerbaren Energien, würde das Modell das benötigte Redispatch-Volumen minimieren. Erfolgt die Bepreisung der Fahrplanabweichungen jedoch nicht für alle Kraftwerke in gleicher Höhe, sondern entsprechend der variablen Kosten eines jeden Kraftwerksblocks, so ergibt sich ein zweidimensionaler Suchraum:

1. Große Wirkung auf das betroffene Stromkreiselement über geografische bzw. „elektrotechnische“ Nähe des Kraftwerks zum Engpass (→ PTDF)
2. Geringe Redispatch-Kosten für das zur Aufhebung eines Netzengpasses idealerweise einzusetzende Kraftwerk

Bei Anwendung des bis hierhin beschriebenen Optimierungsansatzes zeigt sich, dass der resultierende (optimale) Redispatch hochgradig dynamisch ist. Schließlich entspricht die Lösung des Optimierungsproblems den stündlich perfekt auf das Ausmaß der Stromkreisüberlastung angepassten Kraftwerksfahrplänen, wie in Abbildung 1 (oben) dargestellt.

Im täglichen Netzbetrieb unterliegt der Redispatch aber operativen Grenzen. Aufgrund des entstehenden hohen Koordinationsaufwands und der Bedeutung des Redispatches für die Systemsicherheit werden robuste Lösungen bevorzugt. Ebenso ist ein Redispatch zu suchen, die einen über mehrere Stunden bestehenden Engpass ohne stündliches Nachregeln zuverlässig auflöst. Das bislang beschriebene Optimierungsmodell würde das reale Redispatch-Volumen daher unterschätzen. Dies macht die Einführung sogenannter „Human-Behaviour-Constrains“ (HBC) notwendig,

welche das Optimierungsverfahren zu einem „suboptimalen“, aber realistischen Verhalten zwingen (Abbildung 1, unten).

Ein solches Verhalten, bei dem Kraftwerke im besten Fall nur einmal hoch- und nur einmal wieder heruntergefahren werden, lässt sich unter anderem durch Einführung einer Bestrafung von Änderungen der Redispatch-Fahrpläne einzelner Kraftwerke erreichen. Hierzu werden im Optimierungsproblem zusätzlich Indikatorvariablen eingeführt, welche Änderungen der Redispatchleistung indizieren und über weitere Nebenbedingungen restringieren.

Diese Indikatorvariablen werden zudem, mittels Strafkostenterm gewichtet, in der Zielfunktion berücksichtigt.

Im Zuge der Kostenminimierung wird das Modell danach streben, Änderungen der Eingriffe zwischen den Zeitschritten zu vermeiden, da diese zusätzliche Kosten nach sich ziehen.

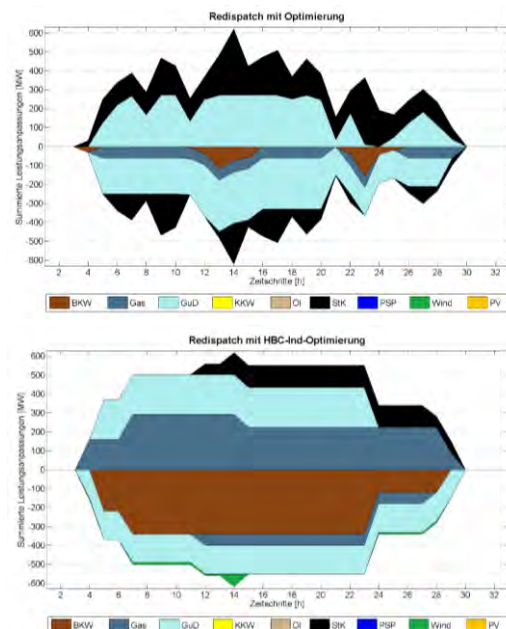


Abb. 1: Redispatch ohne (oben) und mit (unten) „Human Behaviour Constraints“

Im Beispiel aus Abbildung 1 ist die Wirkungsweise der HBC deutlich zu erkennen. Aus einem hoch dynamischen Redispatch wird ein Redispatch-Band. Die Anzahl der Eingriffe in die Kraftwerksfahrpläne ist deutlich reduziert und der bandförmige Redispatch im Modell kommt einem realen Vorgang deutlich näher. Es bestehen darüber hinaus viele weitere Möglichkeiten zur Annäherung von Modell und Realität, die im Rahmen der aktuellen Forschungsarbeiten ausführlich untersucht werden.

Exemplarische Ergebnisse

Für ein betrachtetes Szenario wird zunächst mit Hilfe des europäischen Strommarktmodells des IFHT eine Marktsimulation durchgeführt, welche für jeden Kraftwerksblock einen stundenscharfen Kraftwerksfahrplan liefert. Anschließend wird eine Netzberechnung durchgeführt.

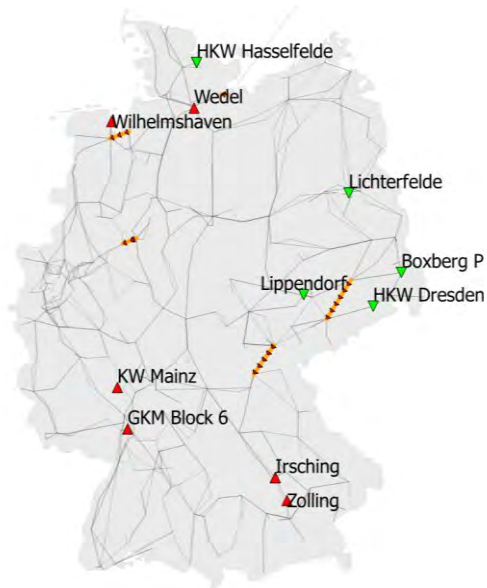


Abb. 2: Durch Netzengpässe bedingte Eingriffe in einer exemplarischen Stunde des Jahres.

Um die Funktionsweise des Modells zu verdeutlichen, ist in Abbildung 2 der resultierende Redispatch für eine exemplarische Stunde des simulierten Jahres dargestellt in der einige Leitungsüberlastungen auftreten (Pfeile in Richtung des Lastflusses). Mit den Dreiecken ist dargestellt, an welchen Orten Kraftwerke herauf- oder heruntergefahren werden.

Abschließend sind in Abbildung 3 die kumulierten Redispatch-Volumina je Erzeugungstechnologie für die hier untersuchte Netzvariante gezeigt.

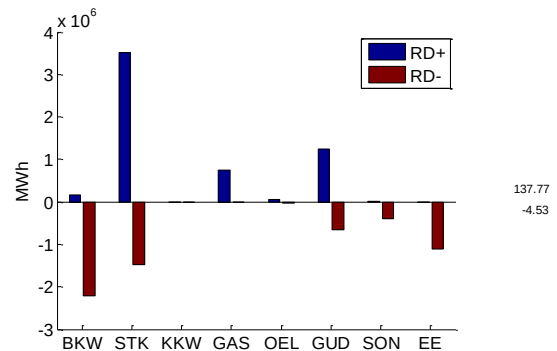


Abb. 3: Kumulierte Redispatch-Volumina je Erzeugungstechnologie

Es fällt auf, dass im Rahmen des berechneten Redispatches häufig teure Kraftwerke (z.B. Gas, GuD) hochgefahren und günstige Kraftwerke (z.B. Braunkohle) heruntergefahren werden. Dies ist damit zu begründen, dass der Redispatch-Algorithmus sich korrekt an die Vorgaben aus der Marktsimulation hält, in der teure Kraftwerke entweder ausgeschaltet sind oder im Teillastbetrieb ihre jeweiligen Must-Run-Vorgaben erfüllen und günstige Kraftwerke im Maximum ihres Leistungsbereichs gefahren werden.

Die Kostenminimierung führt dazu, dass das aus den zur Verfügung stehenden Kraftwerken (teure Kraftwerke im Stillstand oder Teillast zum Hochfahren) die günstigste Option gewählt wird.

Entsprechendes gilt vice versa für die Auswahl der herunterzufahrenden Kraftwerke (meist günstige Kraftwerke unter Volllast). Aus diesem Grund führt die Anwendung von Redispatch in den durchgeführten Untersuchungen zu höheren Kosten als Erlösen und somit im Saldo zu positiven kumulierten Kosten.

Zusammenfassung

Durch die Nutzung des Unit-Commitment-Ansatzes werden im vorliegenden Redispatch-Modell nicht nur Einsparungen und Mehrausgaben durch Brennstoffkosten, sondern auch zusätzliche Startvorgänge und die damit assoziierten Kosten, sowie die Einhaltung sämtlicher relevanter Kraftwerksnebenbedingungen (Ramping, Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten, etc.) berücksichtigt. Auch Revisionszeiträume und Zwangseinsätze werden im Rahmen der Modellierung adäquat und in Einklang mit der vorausgehenden Strommarktsimulation eingebunden.

Das Optimierungsmodell wurde zur realitätsnahen Abbildung der Redispatch-Eingriffe um sogenannte „Human-Behaviour-Constraints“ ergänzt. Diese führen dazu, dass die durchgeführten Eingriffe bandförmig in konstanter Höhe über mehrere Stunden stattfinden und nicht hochgradig dynamisch an die stündliche Belastungssituation angepasst werden, wie es auch im realen Netzbetrieb durch manuelle Aktivierung/Deaktivierung mit diskreter Leistungswertvorgabe der Fall ist.

Quellen

- [1] Bundesnetzagentur: Festlegung zur Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrwei-

se von Erzeugungsanlagen, Aktenzeichen BK6-11-098, 2012

- [2] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2013
- [3] S. Raths: Multi Level European Electricity Market Simulation using Network Flow Algorithm and Lagrangian Relaxation, OR2013 Conference, Rotterdam 2013
- [4] H. Natemeyer, M. Scheufen, A. Roehder, A. Schnettler: Integration von leistungsflusssteuernden Komponenten und HGÜ-Systemen in die Leistungsflussoptimierung. VDE Kongress, Stuttgart 2012

Kontakt

Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott
helmschrott@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-97340

Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Raths
raths@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94909

Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer
natemeyer@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94913

Dipl.-Ing. Martin Scheufen
scheufen@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94941

Ökologische Auswirkungen von Elektrofahrzeug-Ladestrategien auf die resultierenden CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks

Der Transformationsprozess von konventionellen Fahrzeugantrieben hin zu Fahrzeugen mit Elektromotoren verschiebt die Kohlenstoffdioxidemissionen (CO₂-Emissionen) aus den Verkehrssektor in den Energiesektor. Die ökologische Vorteilhaftigkeit des elektrischen Antriebs hängt von den Emissionen des Strommixes für die Ladeenergie der Fahrzeuge ab. Dabei ist es entscheidend, ob die zusätzlich benötigte elektrische Energie für die Ladung der Elektrofahrzeuge durch Erneuerbare Energien oder durch den konventionellen Kraftwerkspark bereitgestellt wird. Welche Energiequellen letztendlich verwendet werden, hängt nicht nur von der Fahrzeugdurchdringung, sondern vor allem von der eingesetzten Ladestrategie der Elektrofahrzeuge ab. Eine verursachungsgerechte Bilanzierung der Emissionen des Strommixes, welche den Elektrofahrzeugen zugeordnet werden kann, ermöglicht einen Vergleich verschiedener Ladestrategien. Aus diesem Grund wird im Folgenden der Einfluss von Ladestrategien auf die Emissionen im Kraftwerksbereich vorgestellt. werden mittels Szenarien in einem stochastischen Optimierungsmodell betrachtet.

Einleitung und Motivation

Elektrofahrzeuge (EV) besitzen das Potential, die Emissionen im Transportsektor zu senken und damit langfristig zu den ökologischen Flottenzielen der Europäischen Union (EU) signifikant beizutragen. Das Emissionsreduktionspotential der EV hängt maßgeblich von den in der Nutzungsphase verursachten Emissionen ab, die wiederum von der Wahl des Strommixes dominiert werden [1]. Diese Emissionen lassen sich durch die Veränderung des Kraftwerkseinsatzes durch die Last der Elektrofahrzeuge bestimmen. Diese zusätzliche Last hängt wesentlich von technische Faktoren wie die Ladeleistung, aber vor allem von der eingesetzten Ladestrategie sowie der untersuchten Durchdringungsrate der EV ab.

Zur Untersuchung dieser Auswirkungen von EV auf die Emissionen des Strommixes wird ein Modell zur Kraftwerkseinsatzplanung verwendet, mit dessen Hilfe der durchschnittliche sowie der marginale Strommix bestimmt. Der marginale

Strommix weist die Emissionen verursachungsgerecht zu, indem sich die Emissionen aus der Differenz der Emissionen des Energieversorgungssystems mit und ohne Elektrofahrzeuge berechnen.

Modellierung

Das Gesamtmodell besteht aus zwei Teilen. Die technische Modellierung umfasst ein Verfahren zur Kostenminimierung des Kraftwerkseinsatzes unter Nebenbedingungen [2] und die Modellierung der EV und Ladestrategien. Der zweite Teil ergänzt diese Modellierung um ein Life Cycle Assessment (LCA) Modell für die Stromerzeugungstechnologien, die Komponenten des Elektrizitätsversorgungssystems sowie den zu bewertenden Technologien, in diesem Fall Elektrofahrzeuge [3].

Die im ersten Teilmodell abgebildeten Ladestrategien für Elektrofahrzeuge beruhen auf [4] und sind in Abb. 1 dargestellt.

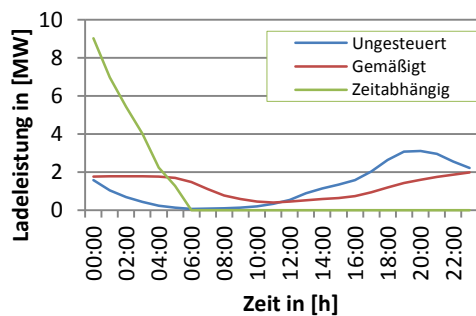


Abb. 1: Ladestrategien für eine Elektrofahrzeugflotte (Beispiel: 6000 EV)

Die drei Ladestrategien sind wie folgt definiert:

1. **Ungesteuerter** Ladevorgang: EV laden, sobald sie ans Netz angeschlossen werden, mit ihrer maximalen Ladeleistung.
2. **Gemäßigter** Ladevorgang: EV laden, sobald sie ans Netz angeschlossen werden, mit einer reduzierten Ladeleistung, welche durch den Ladezeitpunkt und die Abfahrzeit bestimmt und so gering wie möglich ist, mit dem Ziel einer 100%igen Ladung zur Abfahrzeit.
3. **Zeitabhängiger** Ladevorgang: EV laden im Lastminimum des ursprünglichen Lastverlaufes (s. Abb. 2 - Last ohne EV), d.h. in dem untersuchten Fall ab Mitternacht, mit ihrer maximalen Ladeleistung.

Die Fahrzeuge werden in dieser Untersuchung nur als zusätzliche Last integriert. Da diese Ladestrategien zu einer dezentralen Steuerungskategorie gehören, wird die Fahrzeugbatterie nicht als Speicher für das Gesamtsystem zur Verfügung gestellt.

Die technischen Modellierungsdaten für die Fahrzeugladung können variieren und sind für die exemplarische Untersuchung, wie im Folgenden beschrieben, festgelegt worden. Im untersuchten Szenario werden die EV ausschließlich an dem Standort „zu Hause“ mit der einphasigen Anschlussleistung von 3,7 kW geladen. Die untersuchte

EV-Durchdringungsrate in Deutschland beträgt 15%, die frühestens in 10-15 Jahren erwartet wird [5]. Deswegen werden für die Modellszenarien Daten aus dem Jahre 2023 gewählt. Das Fahrverhalten der EV beruht auf der Mobilität in Deutschland (MID) Studie [6], wobei die Fahrzeuge ca. 26 km am Tag zurücklegen. Bei einem Verbrauch von 0,2 kWh/km ergibt sich ein durchschnittlicher Energieverbrauch von 5,2 kWh pro Tag.

Die Lastkurve für Deutschland ohne EV für einen exemplarischen Tag im Januar und die resultierenden Lastkurven je eingesetzte Ladestrategie sind in Abb. 2 dargestellt.

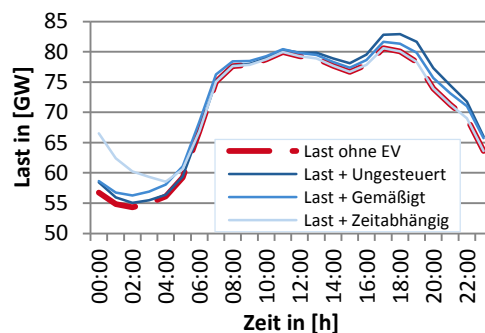


Abb. 2: Resultierende Lastkurve für Deutschland für 6 Mio. EV (15% Durchdringung)

Ja nach Ladestrategie ändert sich die Lastkurve im Modell, wobei die Ladeleistung und EV-Durchdringung einen entscheidenden Einfluss besitzen. Der ungesteuerte Ladevorgang führt zu einer Steigerung der maximalen Last in der Abendspitze, wohingegen die zeitabhängige Ladung ab Mitternacht die Lastkurve vergleichmäßigt. Der gemäßigte Ladevorgang verändert nicht den strukturellen Verlauf der Lastkurve, sondern hat nur einen marginalen Einfluss auf die stündliche Lasthöhe.

Die ökologische Bewertung der einzelnen Stromerzeugungstechnologien erfolgt mithilfe der Ökobilanzierung (LCA) unter Berücksichtigung aller im Lebenszyklus

verursachten Emissionen. Dabei wird auf die Treibhausgasemissionen (CO_2 -Äquivalente (CO_2 -Äq) gemäß der CML 2001 Methode) fokussiert. Für die konventionellen Technologien ergaben die durchgeführten Parametervariationen innerhalb der LCA die in Abb. 3 präsentierten Bandbreiten für die spezifischen CO_2 -Äq.

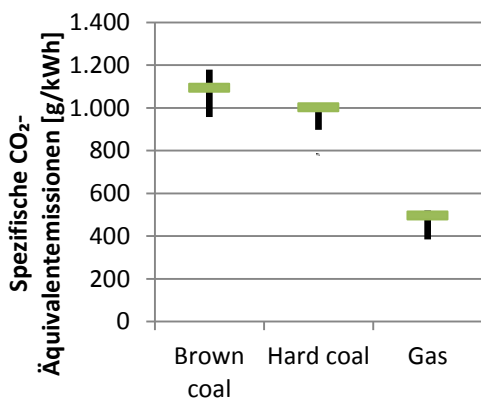


Abb. 3: Spezifische CO_2 -Äq. der konv. Kraftwerkstechnologien

Die spezifischen CO_2 -Äq. der Erneuerbaren Energien liegen zwischen 7-8 g CO_2 -Äq./kWh für Wasserkraftwerke bis 58-70 g CO_2 -Äq./kWh für PV-Anlagen. Biomassekraftwerke verursachen je nach Technologie höhere Emissionen im Bereich von 155-160 g CO_2 -Äq./kWh.

Untersuchung der ökologischen Auswirkungen

Mithilfe der vorgestellten Modellierung werden die ökologischen Auswirkungen von Ladestrategien durch ihre Rückwirkung auf die Kraftwerkseinsatzplanung untersucht und anhand eines exemplarischen Beispiels für eine 15%-ige Durchdringung von EV in Deutschland in 2023 vorgestellt.

Bei den ökologischen Analysen wird der Fokus auf die Veränderung der Emissionen des Strommixes gelegt, welcher durch eine Veränderung des Einsatzes der konventio-

nellen Kraftwerke entsteht. Die Emissionen für die Produktions- und Recyclingphase der EV werden nicht berücksichtigt.

In Abb. 4 wird die Veränderung des Einsatzes der konventionellen Kraftwerke verursachungsgerecht den untersuchten Ladestrategien zugeordnet.

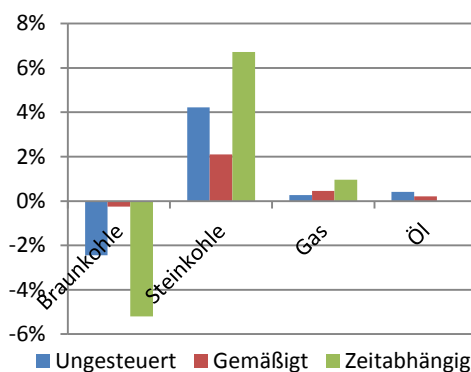


Abb. 4: Einfluss der Ladestrategien auf den Einsatz der konv. Kraftwerke im untersuchten Szenario 2023

Auf die durchschnittlichen Emissionen des Strommixes, welche für das System ohne EV 730 g CO_2 -Äq./kWh betragen, hat die zusätzliche Fahrzeuglast kaum einen Einfluss, so dass die Emissionen nur auf 728 g CO_2 -Äq./kWh bei der zeitabhängigen Ladung sinken und auf 733 g CO_2 -Äq./kWh bei der gemäßigten Ladestrategie ansteigen. Somit haben EV unabhängig von ihrer Ladestrategie einen geringen Einfluss auf die Emissionen des Gesamtsystems.

Beim ungesteuerten und gemäßigten Ladeprozess beträgt der marginale Strommix 917 g CO_2 -Äq./kWh bzw. 988 g CO_2 -Äq./kWh und liegt damit signifikant über den durchschnittlichen Emissionen ohne EV. Die zeitabhängige Ladung senkt hingegen den marginalen Strommix auf 619 g CO_2 -Äq./kWh aufgrund des höheren Stromerzeugungsanteils von Gaskraftwerken, welche nur ca. ein Drittel der CO_2 -Emissionen pro Kilowattstunde von

Braunkohlekraftwerke verursachen. Die Gaskraftwerke kommen zum Einsatz, da die Fahrzeuglast eine kurze, hohe Lastserhöhung kurz nach Mitternacht verursacht (siehe Abb. 1), die am kostengünstigsten durch Gaskraftwerke gedeckt werden kann. Somit zeigen die marginalen Emissionen des Strommix eine hohe Abhängigkeit von der untersuchten Ladestrategie.

Zusammenfassung

Zur Bestimmung des ökologischen Einflusses von Ladestrategien für EV ist eine detaillierte Analyse ihrer systemischen Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem notwendig. Diese erfolgt mithilfe einer Kraftwerkeinsatzplanung in Kombination mit der Ökobilanzmodellierung der Komponenten des Energieversorgungssystems.

Ladestrategien von Elektrofahrzeugen beeinflussen die durchschnittlichen CO₂-Emissionen des Strommixes. Den größten Einfluss besitzen sie auf die marginalen Emissionen des Strommixes, welche EV bei einer verursachungsgerechten Betrachtungsweise als die Emissionen des zu ladenden Stroms zugeordnet werden. Die Verwendung des marginalen Strommixes in der Ökobilanzierung von EV wirken sich wiederum auf das Ergebnis aus, in dem die ungesteuerte und gemäßigte Ladung die Bilanz im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen verschlechtert.

Aus diesem Grund sollte die Entwicklung von ökologischen Ladestrategien die Untersuchung der systemischen Rückwirkungen auf das Stromerzeugungssystem beinhalten. Zukünftig können ebenfalls die Auswirkungen auf den Kraftwerksausbau in Deutschland sowie Europa analysiert werden.

Quellen

- [1] E. Szczechowicz, T. Dederichs and A. Schnettler, "Regional assess-

ment of local emissions of electric vehicles," Int. J. of LCA, Vol. 17, No. 9, pp. 1131-1141, 29.03.2012,

- [2] S. Raths: "Multi Level European Electricity Market Simulation using Network Flow Algorithm and Lagrangian Relaxation", OR2013 International Conference on Operations Research; 3.-6. September 2013, Rotterdam, 2013
- [3] E. Szczechowicz, M. Scheufen, T. Pollok, T. Dederichs, A. Schnettler: "Time dependency of emissions from energy generation influencing the life cycle management", Life Cycle Management LCM 2011; 28.- 31.8.2011, Berlin, 2011
- [4] M. Gödde, E. Szczechowicz, T. Helmschrott, C. Matrose and A. Schnettler, "Approach and main results of the G4V project analyzing the impact of a mass introduction of electric vehicles on electricity networks in Europe," in IEEE-ITEC, Dearborn, USA, 2012.
- [5] U. Wagner, W. Mauch, R. Corradini, T. Mezger, T. Rasilier, S. Hohlenburger, "Energiewirtschaftliche Betrachtung von Lademodellen für Elektroautos", März, 2012.
- [6] MID 2008 - BMVBS (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung), Mobilität in Deutschland, 2010.

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz
szczechowicz@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94916

Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay
oezalay@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-93041

Spannungsstabilitätsindikatoren zur Bewertung von Netzausbaumaßnahmen

Die zunehmende Auslastung des Übertragungsnetzes infolge der Transformation des deutschen Erzeugungsparks und die Förderung des internationalen Energiehandels bedingen einen Ausbaubedarf. Nach den bisherigen Methoden zur Evaluierung von Ausbaumaßnahmen werden wichtige Aspekte der Systemstabilität erst nach Festlegung der Maßnahmen (ex-post) und nur selektiv für bestimmte Netzsituationen geprüft. Indikatoren zur Bewertung der Spannungsstabilität sollen dabei helfen, den Prozess der Identifikation von technisch sinnvollen Netzverstärkungen zu unterstützen. Die bestehenden Indikatoren zur Erkennung von Spannungsinstabilitäten werden im folgenden Bericht auf ihre Aussagekraft hin diskutiert und ihre mögliche Verwendung zur Bewertung von Netzausbaumaßnahmen aufgezeigt.

Motivation

Die Entscheidung für Netzausbaumaßnahmen im Rahmen des deutschen Netzentwicklungsplans findet auf der Grundlage einer Auslastungsanalyse für verschiedene Netznutzungsfälle unter der Prämisse eines (n-1)-sicheren Netzbetriebs statt. So wird sichergestellt, dass für möglichst vielfältige Belastungsszenarien kein Betriebsmittel bei Ausfall eines anderen Betriebsmittels über seine (thermische) Belastungsgrenze hinaus betrieben wird. Relevante Aspekte zur Sicherstellung der Spannungsstabilität werden bei diesem Vorgehen nicht berücksichtigt.

Um eine validierte Aussage über den Beitrag einzelner Netzausbaumaßnahmen zur Verbesserung der Spannungsstabilität treffen zu können, ist die Durchführung aufwändiger Systemstudien notwendig. Hier werden gezielt Veränderungen in der Erzeugungs- und Laststruktur sowie Störungen simuliert und dabei das System auf seine Fähigkeit zur Spannungshaltung hin evaluiert. Eine Betrachtung aller Eventualitäten ist bei der Bewertung realer Netzausbaumaßnahmen aufgrund der Komplexität des Systems nicht möglich.

Zur Lösung der Problematik lassen sich in der Literatur zahlreiche indikative Ansätze

finden, die den Zustand eines Systems in Bezug auf Spannungsstabilität abschätzen. Der wesentliche Vorteil dieser Indikatoren liegt in ihrer Berechnungsvorschrift auf Basis von Systemgrößen, die im Rahmen der stationären Leistungsflussrechnung direkt ermittelt werden. Mithilfe der Indikatoren kann im beschriebenen Verfahren zum Netzausbau inhärent eine automatisierte Abschätzung aller betrachteten Netztopologien und Netznutzungsfälle hinsichtlich der Spannungsstabilität erfolgen. Es gilt zu prüfen, wie valide die auf Basis der Indikatoren durchgeführte Abschätzung ist und ob ihre Anwendung den Entscheidungsprozess zielführend ergänzen kann.

Indikatorik

Um eine Aussage über die relative Verbesserung der Stabilität durch Netzausbaumaßnahmen treffen zu können, wurden auf Basis einer ausführlichen Literaturrecherche Indikatoren zur Abschätzung der stationären Spannungsstabilität identifiziert. Folgende Indikatoren werden untersucht und diskutiert: Fast Voltage Stability Index (FVSI) [1], Line Stability Factor (LQP) [2], Line Stability Index (Lmn) [3], Voltage Reactive Power Index (VQI) [4], Novel Line Voltage Stability Index (NLSI) [5], Voltage Collapse Proximity Indicator

($VCPI_1$, $VCPI_2$) [6], Novel Voltage Stability Index (NVTI) [7], L-Indicator (L-Index) [8].

Es ist allgemein zwischen leitungsbasierten und knotenbasierten Indikatoren zu unterscheiden. Alle Indikatoren sind dabei so definiert, dass ein instabiler Systemzustand erreicht wird, wenn der Indikator einen Wert größer oder gleich 1 annimmt. Für die Berechnung der einzelnen Indikatoren wird an dieser Stelle auf die Literatur verwiesen

Validierung der Indikatoren

Die Aussagekraft der Indikatoren wird anhand des IEEE 39 Bus Systems [9] analysiert (Abb. 1).

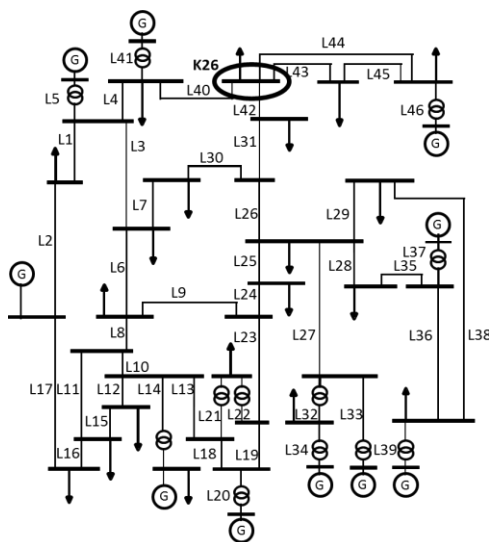


Abb. 1: IEEE-39-Bus System

Dazu werden kritische Situationen durch Lasterhöhung an einem einzelnen Lastknoten simuliert. Dabei wird von einer gegebenen Last- und Erzeugungssituation ausgegangen, die als Basisfall bezeichnet wird. Wirk- und Blindleistung der Last werden um den Faktor λ_P (für die Wirkleistung) bzw. λ_Q (für die Blindleistung) soweit erhöht, bis eine Stabilitätsgrenze mit der maximalen Last gefunden worden ist. Die Lasterhöhungen umfasst alle Kombinationen aus Wirk- und Blindleistungserhöhung an einem Last-Knoten, um den Lastzu-

standsraum mit allen sinnvollen Leistungsfaktoren untersuchen zu können.

Für das Auffinden der Stabilitätsgrenze werden die selektive Lasterhöhungen mittels des sogenannten *Continuation Power Flows (CPF)* durchgeführt. Die Berechnung des CPF ist mit einer einfachen Leistungsflussberechnung (*Power Flow – PF*) vergleichbar. In der Nähe der Stabilitätsgrenze wird jedoch die Leistungsfluss-Jacobimatrix, die für die PF-Berechnung invertiert werden muss, singulär, sodass der PF in der Nähe der Stabilitätsgrenze nicht mehr konvergiert. Durch geschickte Umformulierung der Leistungsflussgleichungen wird dieses Problem beim CPF umgangen. Mithilfe der CPF-Berechnung ist es möglich, „Nasenkurven“ (PV oder QV-Kurven) mit unterschiedlichen Leistungsfaktoren für die betrachtete Lasterhöhung zu ermitteln und den stabilen Arbeitspunktbereich für diese Last in der PQ-Ebene zu bestimmen. Die maximal beziehbare Leistung der betrachteten Last liegt am *Saddle Node Bifurcation Point* und ist eine erste Näherung für die Stabilitätsgrenze, die von den Indikatoren erkannt werden soll. Für jeden berechneten Betriebszustand bis zu Stabilitätsgrenze werden die Indikatorwerte berechnet, sodass sich das Verhalten der Indikatoren über den stabilen Arbeitspunktbereich und insbesondere in der Nähe der Stabilitätsgrenze untersuchen lässt.

Im Folgenden werden die leitungsbasierten und knotenbasierten Indikatorwerte auf den PQ-Ebenen der betrachteten Leitungen oder Knoten dargestellt. Der eingefärbte Bereich entspricht dabei CPF-Berechnungen, die die stabilen Arbeitspunktbereiche auf der oberen Hälfte der Nasenkurve repräsentieren. Abbildung 2 zeigt die Werte der Indikatoren für Leitung 40 bzw. Knoten 26 bei einer Lasterhöhung an Knoten 26 für eine Rechnung mit dem

CPF. Die jeweiligen Indikatorwerte sind auf den Höhenlinien aufgetragen. Die Indikatoren haben mit wenigen Ausnahmen einen streng monoton wachsenden Verlauf bezogen auf eine stetige Lasterhöhung und somit auf eine Annäherung des Systems hin zum Konvergenzrand. Die Indikatoren FVSI, NLSI, LQP und Lmn reagieren dabei verstärkt auf eine Blindleistungserhöhung. Der L-Index, der NVSI und der $VCPI_1$ hingegen sprechen sowohl auf Wirk- als auch auf Blindleistungserhöhungen an. Das Verhalten des $VCPI_2$ ist durch vergleichsweise niedrige Werte in der Nähe des Konvergenzrandes geprägt.

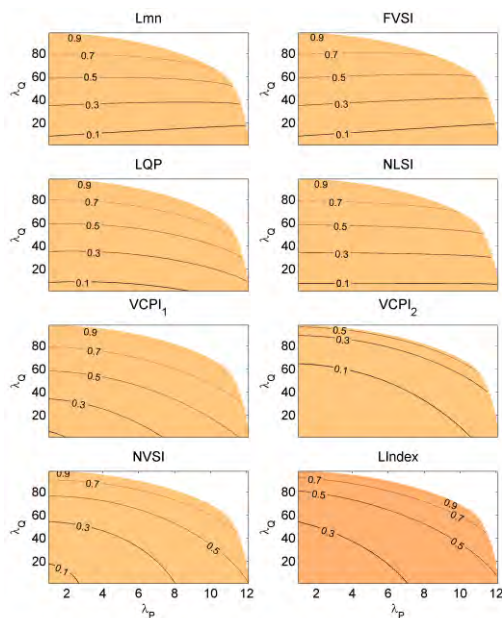


Abb. 2: Indikatorwerte (CPF) der Leitung 40 bzw. Knoten 26 bei Lasterhöhung an Knoten 26

Bei Betriebspunkten mit einem Leistungsfaktor nahe 0 und nur einem geringen Abstand zum Konvergenzrand besitzen die meisten Indikatoren sehr große Werte, die bis an 1 heranreichen. Für jene Fälle sind diese Indikatoren also prinzipiell in der Lage, kritische Netzsituationen hinsichtlich der Spannungsstabilität zu identifizieren.

Bei den vorangegangenen Betrachtungen wurden allerdings nicht nur zulässige Netz-

zustände berücksichtigt und als stabil bewertet. Im Gegensatz dazu werden bei Untersuchungen mithilfe des *Optimal Power Flow (OPF)* alle Wirk- und Blindleistungsgrenzen der Generatoren, thermische Grenzen der Leitungen und Begrenzungen der Knotenspannung eingehalten. Beim OPF werden die Wirk- und Blindleistungsbereitstellungen in der Art auf die Generatoren aufgeteilt, dass sich den Stromgestehungskosten entsprechend der kostenminimale Leistungsfluss unter Einhaltung der o.g. Restriktionen einstellt. Abbildung 3 zeigt die Werte der Indikatoren für Leitung 40 bzw. Knoten 26 bei einer Lasterhöhung an Knoten 26 für eine OPF-Rechnung.

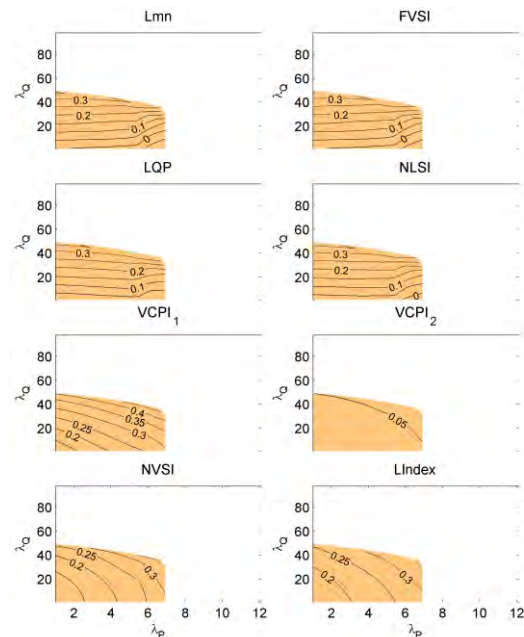


Abb. 3: Indikatorwerte (OPF) der Leitung 40 bzw. Knoten 26 bei Lasterhöhung an Knoten 26

Während bei der Anwendung des CPF maximale Werte von $\lambda_p = 12,1$ (1.682 MW) und $\lambda_Q = 97,9$ (1.664 MVar) erreicht werden, sind es bei der Anwendung des OPFs hingegen maximale Werte von $\lambda_p = 6,9$ (959 MW) und $\lambda_Q = 49,3$ (838 MVar). Der Konvergenzbereich bei Anwendung des OPF ist damit signifikant kleiner. Durch die Berücksichtigung der

Begrenzungen kann der OPF im Vergleich zur Berechnung mittels CPF ab einer gewissen Lasterhöhung keine zulässige Lösung mehr finden, welche die geforderten Netzrestriktionen einhält.

Fazit

Bei der Berechnung mittels CPF haben ausgewählte Indikatoren Werte nahe 1 an der Stabilitätsgrenze (*Saddle Node Bifurcation Point*) angenommen. Diese Indikatoren sind demnach in der Lage, kritische Systemzustände hinsichtlich einer möglichen Spannungsinstabilität anzudeuten. Die Ergebnisse der Rechnungen mit dem OPF weisen unter Einhaltung aller Netzrestriktionen, d.h. unter Einhaltung betrieblich sinnvoller Grenzen z.T. sehr geringe Indikatorwerte auf. Es lässt sich daher anhand der Indikatorwerte selbst nicht quantifizieren, wie weit der Systemzustand vom Konvergenzrand und somit vom Ende des gültigen Lösungsraums entfernt ist, wenn der maximale Wert a priori nicht bekannt ist. Es ist festzustellen, dass einige Indikatoren ein vornehmlich monoton wachsendes Verhalten bei einer Annäherung an die absolute Stabilitätsgrenze (CPF) sowie am Konvergenzrand unter Einhaltung der Netzrestriktionen (OPF) besitzen. Diese Eigenschaft soll bei der Bewertung von Netzausbaumaßnahmen Anwendung finden.

Bewertung von Netzausbaumaßnahmen

Ziel der folgenden Untersuchung ist die Anwendung der Stabilitätsindikatoren auf ein beispielhaftes Netz zur vergleichenden Bewertung der singulären Realisierung von Netzausbaumaßnahmen. Dabei bilden die Veränderungen der Indikatorwerte bei Integration jeweils einer Maßnahme in das Netz genau die Sensitivität des Gesamtsystems bezüglich der Maßnahme ab. Dieses Verfahren kann für die Bewertung von

Verstärkungen bzw. Ausbauten auf Basis alternativer Technologien (HGÜ, FACTS, etc.) gleichermaßen herangezogen werden.

Die Basis für die Untersuchung bildet das IEEE 39-Bus System aus Abb. 1, wobei zum Zwecke einer stärkeren Auslastung die Leistungsentnahme sämtlicher Lasten unter Einbehaltung der Leistungsfaktoren verdoppelt wurde. Analog findet eine Verdopplung der Wirkleistungseinspeisungen statt. Das durch höhere Verluste resultierende Leistungsdefizit wird durch die Slack-Einspeisung ausgeglichen. Verletzungen des Spannungsbandes treten nicht auf. Die zur Bewertung herangezogenen Indikatoren erreichen maximale Werte von 0,44 für den VCPI₁ an Leitung 44, 0,40 für den NVSI an Leitung 38 sowie 0,28 für den L-Index an Knoten 15.

Die mittels des PF berechneten Leistungsflüsse führen unter Anderem zu Überlastungen der Leitungen 8, 27, 35, 38 und 45. Diese Situation bedingt somit einen entsprechenden Ausbaubedarf, zu dem die korrespondierenden Ausbaumaßnahmen im Folgenden mit Hilfe der vorgestellten Indikatoren bewertet werden können. Die betrachteten Ausbaukandidaten stellen Netzverstärkungen der überlasteten Leitungen durch den Bau eines parallel verlaufenden, elektrisch gleichwertigen Systems dar.

In Abb. 4 sind die Leitungen bzw. Knoten mit den höchsten Indikatorwerten im nicht ausgebauten Netz in absteigender Reihenfolge grau schraffiert aufgetragen. Darüber hinaus stellen die Balken die absolute Veränderung der jeweiligen Indikatoren bei Realisierung jeweils einer Netzverstärkung dar.

Die Maßnahmen bedingen demnach eine deutliche Verbesserung der Indikatoren VCPI₁ und NVSI für die jeweils verstärkten Leitungen bzw. für die Leitungen, zu denen eine unmittelbare Interdependenz besteht (L45 mit L44). Die Verbesserung

der Indikatoren von Leitung L8 ist jedoch unwesentlich, da die Werte (0,11 für den $VCPI_1$ bzw. 0,10 für den NVSI) schon im nicht ausgebauten Netz niedrig sind.

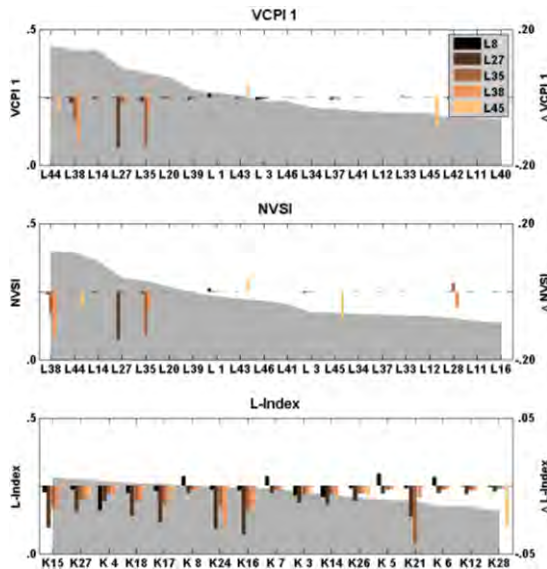


Abb. 4: Durch dedizierte Netzverstärkungen hervorgerufene Veränderungen von $VCPI_1$, NVSI und L-Index

Es bleibt festzuhalten, dass Netzverstärkungen nur eine sehr lokale Wirkung auf die beiden betrachteten leitungsbasierten Indikatoren haben. Anders verhält es sich mit dem knotenbasierten L-Index. Die betrachteten Netzverstärkungen zeigen eine weitgehend positive Wirkung auf einen Teil der Netzknoten bzw. auf ganze Netzbereiche. Die Verstärkung der Leitung L27 führt dabei zu einer nahezu globalen Verbesserung des L-Index.

Abschließend muss herausgestellt werden, dass eine Netzverstärkung die relative Spannungsstabilität auch verschlechtern kann. Diese Tatsache wird durch positive Ausprägungen in Abb. 4 deutlich. In solchen Fällen ist für jede Maßnahme dediziert zu prüfen, ob und wie stark kritische Knoten bzw. Leitungen von einer Verschlechterung betroffen sind. Im Rahmen einer vergleichenden Bewertung ist abzuwägen, inwieweit die Indikatorverbesserungen den Verschlechterungen

gegenübergestellt werden können. Andernfalls sind im Zweifel diejenigen Maßnahmen zu präferieren, die zu keiner oder nur geringfügigen Verschlechterungen führen. In dem hier betrachteten Beispiel wäre somit die Netzverstärkung der Leitung L27 zu favorisieren. Wie bereits im Rahmen der Validierung diskutiert, lässt sich allerdings keine quantitative Aussage hinsichtlich des Stabilitätsgewinnes ableiten.

Diskussion und Ausblick

Im Rahmen dieses Beitrages wird die Anwendbarkeit von Spannungsstabilitätsindikatoren für die Bewertung von Netzausbaumaßnahmen diskutiert. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass einige Indikatoren in der Lage sind, kritische Netzsituationen in der Nähe der physikalischen Stabilitätsgrenze anzudeuten. Bei Betrachtung aller Netzrestriktionen ist jedoch eine Indikation auf kritische Netzzustände, innerhalb eines betrieblich sinnvollen Arbeitspunktbereichs (Konvergenzrand), nicht gegeben. Aufgrund der monoton wachsenden Eigenschaft einiger Indikatoren bei Annäherung zum Konvergenzrand kann allerdings ein relativer Vergleich verschiedener Netztopologien erfolgen. Die Bewertung von Netzausbaumaßnahmen zeigt, dass durch ihre Indikatorwerte die Spannungsstabilität des Systems nicht quantifiziert, jedoch eine positive oder negative Veränderung im Vergleich zur nicht ausgebauten Netzstruktur festgestellt werden kann.

Für die Gewichtung der Veränderung der Spannungsstabilitätsindikatoren bei der Netzausbauentscheidung bedarf es die Kenntnis des Abstandes des Systems zur Stabilitätsgrenze. Eine Möglichkeit ist, die Stabilitätsgrenzen des Systems bspw. mittels des *Continuation Power Flows* parallel zu der Ermittlung der einzelnen Indikatorwerte zu bestimmen. Daraufhin können die Indikatoren auf ihren jeweiligen Maximal-

wert, der mit der Stabilitätsgrenze korreliert, normiert werden. Über diese Normierung könnten Schwachstellen im Netz abgeschätzt und Ausbaumaßnahmen zusätzlich bewertet werden.

Aufgrund der weitgehend linearen Korrelation zwischen Indikatorwert und der bezogenen Leistung ist ein Einsatz dieser Indikatoren in der Zielfunktion des *Optimal Power Flows* denkbar. Hierdurch ließe sich durch Minimierung der relevanten Indikatorwerte der Systemzustand hinsichtlich der Spannungsstabilität schon durch Redispatchmaßnahmen, d.h. durch eine Anpassung der Blindleistungs- und ggf. der Wirkleistungsbereitstellung verbessern.

Quellen

- [1] Musirin, I., Abdul Rahman, T. K.: "Online voltage stability based contingency ranking using fast voltage stability index (FVSI)", In: Proc. IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Exhib.: Asia Pac., vol. 2, 2002, S. 1118–1123.
- [2] Mohamed, A., Jasmon G. B., Yusoff S.: "A static voltage collapse indicator using line stability factors", Journal of Industrial Technology, 7(1), 1989, S. 73-85.
- [3] Moghavvemi, M., Omar, F. M.: "Technique for Contingency Monitoring and Voltage Collapse Prediction", IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution, vol. 145, Nov. 1998, S. 634-640.
- [4] Althowibi, F.A., Mustafa, M. W.: "Line voltage stability calculation in power systems", Proc. 2010 IEEE International Conference on Power and Energy (PECan), Kuala Lumpur, Malaysia, 2010, S. 396-401.
- [5] Yazdanpanah-Foharrizi, A., Asghari, R.: "A Novel Line Stability Index (NLSI) for Voltage Stability Assessment of Power Systems", Proceedings of the 7th WSEAS International Conference on Power Systems, Beijing, China, 2007.
- [6] Moghavvemi, M., Faruque, O.: "Real-Time Contingency Evaluation and Ranking Technique", IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, vol. 145, no.5, 1998, S. 517-524.
- [7] Kanimozhi, R., Selvi, K.: "A Novel Line Stability Index for Voltage Stability Analysis and Contingency Ranking in Power System Using Fuzzy Based Load Flow". In: Journal of Electrical Engineering & Technology, Vol. 8, No. 4, 2013. S.694-703.
- [8] Kessel, P., Glavitsch, H.: "Estimating the Voltage Stability of a Power System". In: IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-1, 1986. S. 346-354.
- [9] Pai, M.A., "Energy Function Analysis for Power System Stability", Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publisher, 1989.

Kontakt

Hans Barrios Büchel, M.Sc.
barrios@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94959

Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt
mittelstaedt@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94781

Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder
roehder@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80- 94937

Identifizierung des Trassenverlaufs elektrischer Leitungen zur Parameterabschätzung und Maßnahmenbewertung

Zentraler Aspekt dieses Forschungsvorhabens ist die Entwicklung einer Heuristik zur Abschätzung von Kosten, Verortung und elektrischer Parametrierung elektrischer Leitungen. Das Verfahren operiert auf topologischen Daten und kann den Einsatz mehrerer Technologien berücksichtigen. Damit kann eine erweiterte Informationsbasis zur Verbesserung bestehender Netzausbauplanungs-Verfahren gegeben und der Verzicht auf statische Umwegfaktoren ermöglicht werden. Gleichsam ist eine verfahrensemergente Beurteilung von Leitungsverlauf-Alternativen und deren mehrkriterielle Bewertung möglich.

Einleitung

In mehreren Verfahrensschritten des allgemeinen Netzausbauproblems gilt es, aus einer Vielzahl an Leitungsalternativen auszuwählen. Erstrebenswert sind hierbei eine möglichst konkrete Abschätzung der Leitungsverlauf-Verortung sowie eine Abschätzung von Kosten und elektrischen Parametern. Aus der gesellschaftlichen Akzeptanzfrage heraus ergibt sich für den Planungsprozess darüber hinaus die Anforderung, nach einer möglichst objektiv validierbaren und bestenfalls verfahrenstechnischen Begründung der Leitungsausbaupoption.

Grundlagen

Zum Zwecke der Leitungskandidatenidentifikation und -parametrierung finden Wegfindungsalgorithmen Anwendung, welche die Abbildung einer möglichst realitätsnahen Trassenführung anstelle einer abstrakten Kante zum Ziel haben. Somit kann in weiterführenden Verfahrensschritten auf s.g. Umwegfaktoren etc. verzichtet werden. Das s.g. *fast-marching*-Verfahren [1], [2] weist grundsätzlich Ähnlichkeit mit dem Verfahren von *Dijkstra* [3] auf, löst jedoch, anders als der Ansatz nach *Dijkstra*, das kontinuierliche Problem und liefert nicht den minimalen Weg im zugehörigen Graphen (vgl. Abb. 1).

Das grundsätzliche Ziel beider Verfahren ist die Bestimmung eines kostenminimalen Pfades zwischen zwei Punkten. Dabei sind die Punkte zu Ihren Nachbarknoten durch Kanten verbunden, die ihrerseits durch Kantengewichte spezifiziert sind. Im Falle des *fast-marching*-Ansatzes wird durch Rückpropagation einer s.g. „Kostenlandschaft“ der kostenminimale Pfad ermittelt. Der *Dijkstra*-Algorithmus dagegen löst das Problem durch direkte Operation auf dem zugehörigen Problem-Graphen.

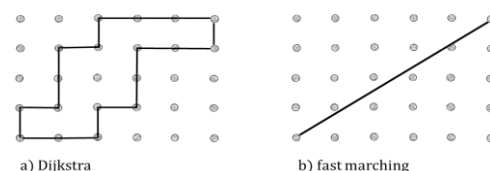


Abb. 1: Prinzipieller Vergleich der Lösungswege der Verfahren nach a) *Dijkstra* und b) *fast marching*

Modellbildung

Der Verlauf vorausgewählter, abstrakter Kanten wird unter Zuhilfenahme topologischer Daten spezifiziert. Die einzelnen Objektschichten der topologischen Datenbasis werden je nach Bewertungszielfunktion spezifisch gewichtet bzw. mit Kosten belegt. Die Wegfindung in den spezifischen „Kostenlandschaften“ stellt

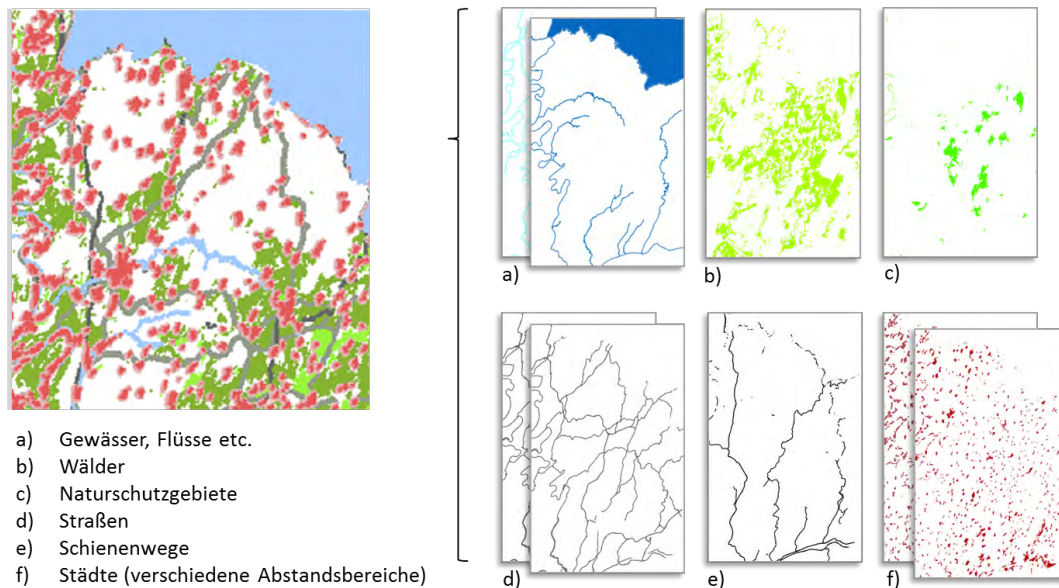


Abb. 2: Verarbeitung topografischer Daten in einzelne Kostenlayer

einzelne Trassen hinsichtlich der z.B. ökonomischen, ökologischen oder sozialen „Kosten“ dar.

Auf den unterschiedlichen topologischen Strukturen werden einfache geometrische Operationen (Erzeugung von Randbereichen bzw. Rändern oder logische/arithmetische Operationen) ausgeführt, um z.B. Mindestabstandsflächen von Siedlungsstrukturen mit hohen Kosten zu versehen oder Bereiche mit niedrigen Kosten, z.B. entlang bestehender linienförmiger Infrastruktur (z.B. Straßen, bestehende

Trassen, etc.) zu erzeugen. Anforderungen z.B. des Immissionsschutzes (akustische und optische Beeinflussung, Feldimmissionsgrenzwerte etc.) werden so vereinfacht abgebildet.

Das Verfahren ermöglicht die kriterienspezifische Bestimmung einzelner Leitungskandidaten. Die jeweiligen topologischen Layer werden für jede Bewertungsdimension gewichtet. Diese Gewichtung der Geoinformationslayer erfolgt sowohl in Abhängigkeit der Bewertungskriterien als auch technologiespezifisch (vgl. Abb.3).

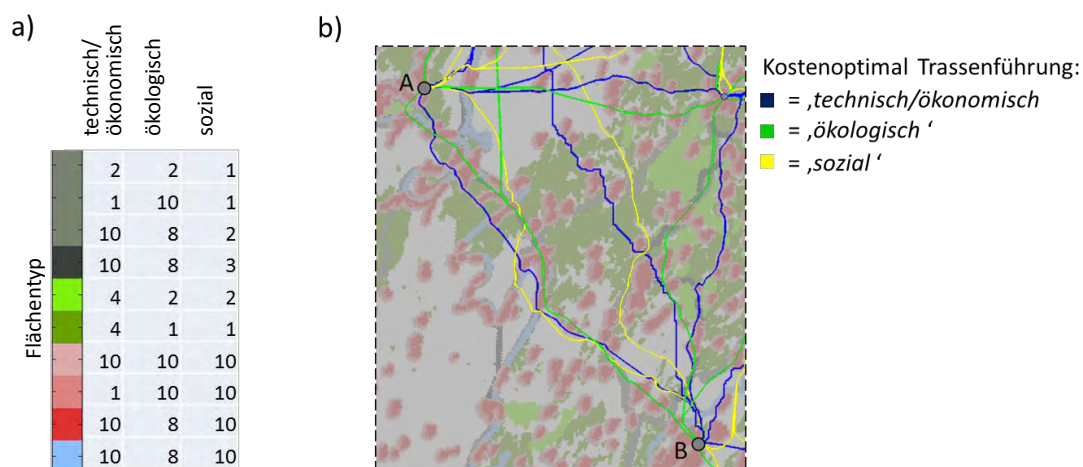


Abb.3: Routing-Ergebnis basierend auf den spezifischen Kostenfaktoren der Bewertungskategorien

Zum Erhalt einer Leitungsoption-Vielfalt werden den Wegfindungsverfahren für jede betrachtete Technologie jeweils die einzelnen Optimierungskriterien (ökonomisch, ökologisch und sozial) zugewiesen, da in jeder Bewertungsdimension, entsprechend der einzelnen topologischen Strukturen (z.B. Siedlungsfläche, Waldfläche, etc.), eine unterschiedliche Potential-Landschaft erzeugt wird. Das Ergebnis sind die Leitungsverläufe, die gemäß der jeweiligen Kriterien (ökonomisch, ökologisch oder sozial) als die "kostenminimale" Realisierung der Leitungsverbindung angesehen werden können. Die physikalischen Parameter der elektrischen Leitung und ggf. der Kompensationsbedarf leiten sich aus der Länge der gefundenen Kante ab.

Wegfindungsverfahren unter Berücksichtigung von Technologiewechseln

Eine maßgebliche Anpassung erfahren die Verfahren, wenn auch ein Technologiewechsel im Verlauf einer Trasse als Lösung berücksichtigt werden soll. Für die Bestimmung einer optimalen Trassenführung unter Berücksichtigung des Einsatzes verschiedener Technologien (Teilverkabelung) wurde eine Methodik basierend auf einem adaptierten Dijkstra-Algorithmus entwickelt.

Der Dijkstra-Algorithmus wird hierzu auf einem dreidimensionalen Gitter angewendet (siehe Abb. 4).

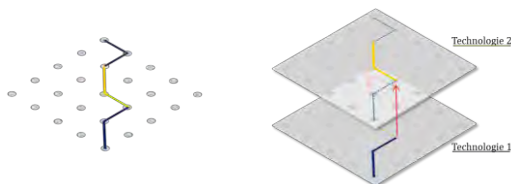


Abb. 4: Anwendung des Dijkstra-Algorithmus auf einen 3D-Problemgraphen zur Berücksichtigung eines möglichen Technologiewechsels

Die einzelnen Ebenen bilden den Problemgraphen des Wegfindungsverfahrens in konventioneller Weise ab. Zwischen den Ebenen werden Verbindungspfade eingehängt, immer dann, wenn ein Leitungstechnologiewechsel möglich ist (siehe Abb. 4). Für die eingehängten Kanten ergeben sich die Kosten, z.B. entsprechend der Kosten der s.g. Koppelstellen (Kabelübergangsstation im Falle des Übergangs Freileitung-Kabel).

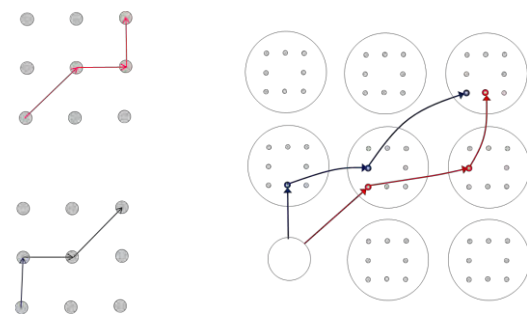


Abb. 5: Modifikation des Problemgraphen zur Berücksichtigung von Richtungsänderungen

Weitere Modifikationen des Verfahrens betreffen den automatischen Aufbau des Problemgraphen aus den Geodaten. So ergeben sich für den Problem-Graphen, auf dem der Dijkstra-Algorithmus operiert, für die möglichen Kanten sowohl entfernungs- als auch richtungsabhängige Kosten, um z.B. im Falle von Freileitungen die aus einer Richtungsänderung resultierende Notwendigkeit von Abspann- anstelle von Tragmasten vereinfacht kostenmäßig abzubilden (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Abb. 5 Modifikation des Problemgraphen).

Untersuchungen

Die Verfahren finden am IFHT vor allem bei der vergleichenden Bewertung und Sensitivitätsanalyse von Ausbaumaßnahmen Einsatz. Gleichsam werden mit den beschriebenen Ansätzen Leitungskandidaten für Netzausbauverfahren spezifiziert.

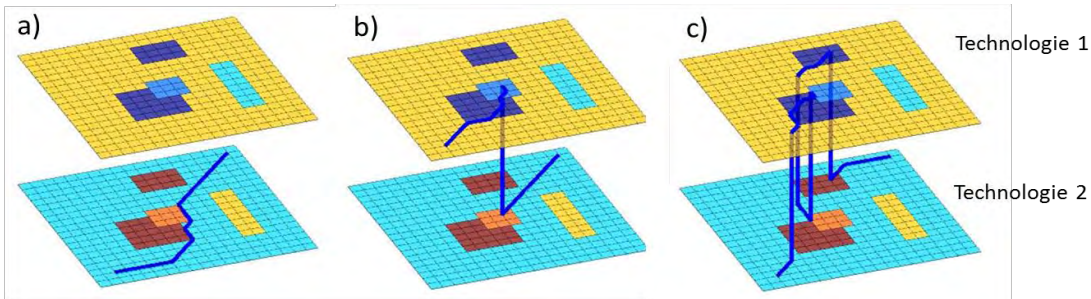


Abb. 6: Unterschiedliche Leitungsrouten unter Einsatz mehrerer Technologien und unterschiedlicher Kosten (didaktisches Beispiel)

Abb. 6 zeigt vereinfachend die Sensitivität der Wegfindungslösungen bei Variation der Kostenlandschaft bzw. der Technologiekosten. Die aus den jeweiligen Lösungen resultierenden Aussagen über elektrischen Parameter und Kosten sowie die Aussagen über den generellen Technologieeinsatz variieren stark und beeinflussen folglich die Aussagen weiterführender Verfahren (z.B. Netzausbauverfahren) ggf. signifikant.

Ausblick

Aktuelle Entwicklungen haben die weitere technische Spezifikation der Verfahren zum Gegenstand. So wird das Verfahren in aktuellen Arbeiten z.B. hinsichtlich der optimalen Setzung von Leitungsmasten und Beachtung des resultierenden Seildurchhangs erweitert [4]. Hierdurch ist eine Berücksichtigung der Kosten notwendiger Komponenten bei der Wegfindung möglich. Einer der Hauptschwierigkeiten, der Lösungsbeeinflussung über Spannungsfelder hinweg (vgl. Abb.7), wird hierbei mit geeigneter Variation des Problemgraphen begegnet.

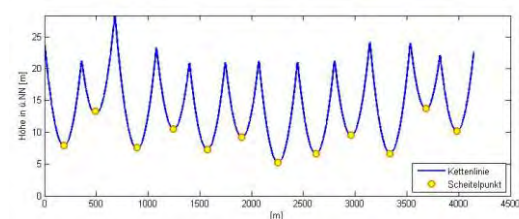


Abb.7: Berechnung des Seildurchhangs zur Überprüfung der minimalen Bodenabstände bzw. der Masthöhen

Quellen

- [1] Sethian, JA, Evolution, implementation, and application of level set and fast marching methods for advancing fronts, *Journal of Computational Physics* 169 (2001), Nr. 2
- [2] Kimmel, R. ; Amir, A. ; BRUCK-Stein, A.M., Finding shortest paths on surfaces using level sets propagation, *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence* 17 (1995), Nr. 6, S. 635–640
- [3] Dijkstra, E.W., A note on two problems in connexion with graphs, *Numerische Mathematik* (1959), Nr. 1, S. 269–271
- [4] F. Kießling, P. Nefzger und U. Kaintzyk. *Freileitungen: Planung, Berechnung, Ausführung*, Springer DE. 2001.

Kontakt

Dipl.-Ing. Martin Scheufen
 scheufen@ifht.rwth-aachen.de
 +49 (241) 80-94941

Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer
 natemeyer@ifht.rwth-aachen.de
 +49 (241) 80-94913

Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs
 fuchs@ifht.rwth-aachen.de
 +49 (241) 80-94934

Test und Zertifizierung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Der zunehmende Anteil dezentraler Erzeugungseinheiten an der Energieversorgung erfordert die Einhaltung neuer Netzanschlussrichtlinien. Das IFHT bietet gemeinsam mit Projektpartnern die Vermessung und Zertifizierung nach aktuellen Richtlinien an.

Motivation

Durch den weiter voranschreitenden Ausbau von PV-Anlagen und anderen Erzeugungsanlagen, insbesondere von Blockheizkraftwerken (BHKW), ergibt sich eine Verlagerung der elektrischen Energieerzeugung von wenigen Großkraftwerken hin zu einer Vielzahl kleiner und mittlerer Anlagen. Daher ist es sinnvoll, dass auch diese Anlagen einen Beitrag zur Netzstützung im Fehlerfall leisten. Die BHKW sind dann in der Lage, während eines Spannungseinbruchs die Netzspannung zu stützen. Der Nachweis dieser Eigenschaften mittels eines Einheitenzertifikates ist nach den aktuellen BDEW-Richtlinien Voraussetzung zum Anschluss der BHKW an das Mittelspannungsnetz. Auch für BHKW wird analog zur Zertifizierung von Windkraftanlagen eine Vermessung nach FGW TR3 [1] gefordert.

Projektpartner

Das IFHT betreibt am Standort Hüttenstraße das „Zentrum für Netzintegration und Speichertechnologien“. In Kooperation mit der P3 energy werden Mess- und Prüfdienstleistungen angeboten. Für die genannten Zertifizierungsprüfungen erfolgt im Allgemeinen eine Zusammenarbeit mit einer zugelassenen Zertifizierungsstelle sowie einem akkreditierten Messinstitut. In dieser Kooperation kann somit der gesamte Prozess zur Zertifizierung aus einer Hand angeboten werden.

Laboraufbau

Am Beispiel einer Low Voltage Ride Through (LVRT)-Vermessung an einem BHKW wird im Folgenden ein typischer Laboraufbau beschrieben. Das BHKW besteht dabei aus zwei Hauptkomponenten: einem mit Erdgas betriebener Ottomotor und einem daran gekoppelten Synchrongenerator. Die Versorgung mit Brenngas erfolgt über eine mobile Erdgasversorgung, mit der die erforderlichen Liefermengen und Gasdrücke bereitgestellt werden können.



Abb.1: Geöffnetes BHKW

Der sogenannte LVRT-Test bildet einen Netzfehler im Mittelspannungsnetz realistisch nach und ist in der IEC 61400-21 festgelegt. Abb. 2 zeigt den schematischen Aufbau. Der elektrische Anschluss des Versuchsaufbaus erfolgt über einen 10 kV-Mittelspannungsanschluss. Der LVRT-Container bildet über einen induktiven Spannungsteiler einen Fehler im Mittelspannungsnetz nach. Durch geeignete Verschaltung mehrerer Induktivitäten wird die Tiefe des Spannungseinbruchs festgelegt. Für die BHKW-Vermessung nach FGW TR3 sind drei verschiedene Rest-

spannungen zwischen 30 % und 80 % der Nennspannung vorgesehen.

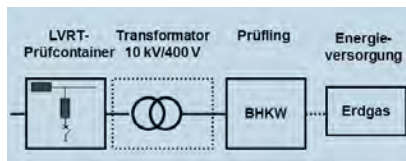


Abb.2: LVRT-Testaufbau

Abhängig von der Restspannung variiert die Fehlerdauer zwischen 150 ms und 1100 ms, weiterhin wird zwischen symmetrischen (dreiphasigen) und unsymmetrischen (zweiphasigen) Fehlern unterschieden. Abb. 3 zeigt exemplarisch den Verlauf der Spannung eines dreiphasigen Fehlers mit 33 % Restspannung. Über eine Ortsnetzstation wird die Netzspannung auf die für das BHKW erforderliche Spannung von 400 V transformiert.

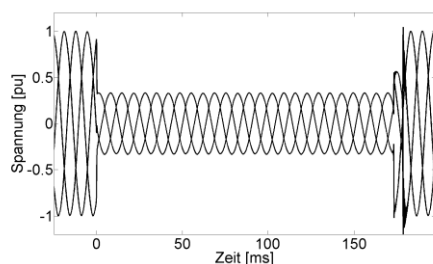


Abb.3: Spannungsverlauf während eines LVRT-Versuchs

Zusätzlich zur Aufzeichnung der elektrischen Parameter, die mittelspannungsseitig im LVRT-Testcontainer und niederspannungsseitig am Generator erfolgt, werden verschiedene interne Parameter des BHKW aufgezeichnet.

Vermessung von Umrichtern

Analog zur Vermessung und Zertifizierung vom BHKW bietet das Labor Möglichkeiten zur Vermessung von PV-Umrichtern. Hierfür steht ein rückspeisefähiger Netzsimulator für Prüflinge bis zu 120 kVA Anschlussleistung (Abb. 4) sowie mehrere

Gleichspannungsquellen mit einer Gesamtleistung von 150 kW zur Verfügung. Mit Hilfe dieser Prüfeinrichtung ist nicht nur die Nachbildung von Spannungseinbrüchen möglich, der Netzsimulator dient auch als Referenzquelle für den gestörten und ungestörten Netzbetrieb. Somit ist beispielsweise eine Vermessung von Oberschwingungen ohne Beeinflussung durch das reale Niederspannungsnetz möglich.



Abb.4: Netzsimulator

Fazit

Die Einhaltung der aktuellen Netzananschlussrichtlinien ist eine wichtige Grundlage für einen stabilen Netzbetrieb auch bei weiterem Ausbau der dezentralen Energieerzeugung. Gemeinsam mit den Projektpartnern bietet das IFHT eine umfassende Laborausstattung und das qualifizierte Personal zur Durchführung von Entwicklungs- und Zertifizierungsprüfungen an dezentralen Erzeugungsanlagen.

Quelle

[1] FGW e.V.: Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz, Teil 3, 2013

Kontakt

Dr.-Ing. Daniel Eichhoff
eichhoff@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-97348

Dipl.-Ing. Mathias Knaak
knaak@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49322

Aktiver Verteilungsnetzbetrieb mit optimalem Leistungsflussverfahren unter Berücksichtigung von Asymmetrie

Der Anteil asymmetrischer Leistungseinspeisung in die Verteilungsnetze nimmt im Rahmen der Energiewende zu [1]. Für den aktiven Netzbetrieb sind daher Verfahren zu entwickeln, die asymmetrische Leistungsbezüge und -einspeisungen bei der Optimierung des Netzzustands berücksichtigen.

Einleitung und Motivation

Die Ausstattung der Verteilungsnetze mit Messinfrastruktur, Informations- und Kommunikationstechnik, neuartigen Netzbetriebsmittel, wie etwa regelbaren Ortsnetztransformatoren sowie Automatisierungstechnik ermöglicht einen koordinierten aktiven Niederspannungsnetzbetrieb [2]. Methoden der optimalen Leistungsflussrechnungen können als Werkzeug für einen koordinierten Betrieb der im Verteilungsnetz vorhandenen Betriebsmittel und dezentralen Energiewandlungseinheiten herangezogen werden.

Im Rahmen der Netzintegration dezentraler Einspeiser wie Photovoltaikanlagen ist zu berücksichtigen, dass je nach Leistung ein asymmetrischer Anschluss an das Niederspannungsnetz erfolgt. Hierdurch und durch einphasige Verbraucher kommt es zu unerwünschten Leistungs- und Spannungsasymmetrien im Netz.

Verfahren der Netzführung und -optimierung gehen zumeist von einem symmetrischen Leistungsbezug bzw. Leistungseinspeisung an Netzknoten aus und werden daher symmetrisch einphasig ausgeführt. Aufgrund der Asymmetrie wird der Netzzustand demnach falsch bestimmt und ein Eingriff in den Betrieb auf Basis einer symmetrischen Berechnung kann kontraproduktive Folgen haben. [1]

Daher ist bei der Entwicklung des optimalen Leistungsflussverfahrens zur koordinierten Betriebsführung der asymmetrische Anschluss der Netzteilnehmer zu berücksichtigen und die Modelle 3-phasig auszuführen.

Problemformulierung und Lösungsverfahren

Die generelle Formulierung eines Optimierungsproblems gestaltet sich wie folgt:

$$\min_x f(x) \quad (1)$$

u.d.N.

$$g(x) = 0 \quad (2)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (3)$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \quad (4)$$

Die Zielfunktion des Optimierungsproblems wird über $f(x)$ dargestellt, wobei x die Zustandsvariablen sind. Die Nebenbedingungen werden mit $g(x)$ als Gleichheitsnebenbedingungen und $h(x)$ als Ungleichheitsnebenbedingungen ausgeführt. Formel 4 gibt die untere und obere Grenze der Variablen x an.

Zur Lösung des oben aufgeführten Optimierungsproblems hat sich das Interior-Point-Verfahren als geeignet herausgestellt [3]. Dieses arbeitet algorithmisch mit dem iterativen Newton-Verfahren.

Modell der 3-phasigen optimalen Leistungsflussberechnung

Netzmodell

Als Ausgangspunkt zur Aufstellung der Leistungsflussgleichungen werden Modelle der relevanten Netzbetriebsmittel verwendet, die als variable Mehrphasensysteme ausgeführt sind [1]. Diese werden zunächst auf ein 3-Phasensystem ausgelegt und vom kartesischen auf das Polar Koordinatensystem überführt. Die Leistungsflussgleichungen ergeben sich zu:

$$0 = P_{G,i,p} - P_{D,i,p} = \quad (5)$$

$$\sum_{j=1}^{N_B} \sum_{p=1}^3 |V_{j,p}| |V_{i,p}| |Y_{i,j,p}| \cos(\theta_{i,j,p} - \delta_{i,p} + \delta_{j,p})$$

$$0 = Q_{G,i,p} - Q_{D,i,p} = \quad (6)$$

$$\sum_{j=1}^{N_B} \sum_{p=1}^3 |V_{j,p}| |V_{i,p}| |Y_{i,j,p}| \sin(\theta_{i,j,p} - \delta_{i,p} + \delta_{j,p})$$

mit $P_{G,i,p} / Q_{G,i,p}$: Wirk- / Blindleistungseinspeisung an Phase p an Knoten i

$P_{D,i,p} / Q_{D,i,p}$: Wirk- / Blindleistungsbezug an Phase p an Knoten i

N_B : Anzahl der Knoten

Lasten und Einspeiser

Lasten und Einspeiser können als 1-, 2- oder 3-phasige konstante Leistungen, Impedanzen oder Ströme in das Modell integriert werden [1].

Einspeiser, die über Wechselrichter an das Netz angeschlossen sind, werden gesondert behandelt, da die Wechselrichter nicht mehr als ihre maximale Scheinleistung in das Netz einspeisen können (s. Formel 7).

$$\sqrt{P^2 + Q^2} \leq S_{max} \quad (7)$$

Dieser Zusammenhang wird im Optimierungsmodell berücksichtigt. Der Halbkreisbogen in Abbildung 1 gibt den potentiellen Betriebsbereich der Wechselrichter wieder. Eine Umsetzung in das Optimierungsmodell erfolgt über eine Approximation mit 4 Stützstellen (ausgefüllte Fläche in Abbildung 1). Die vier Stützpunkte ($S_1 -$

S_4) wurden dabei so gewählt, dass der Fehler aufgrund der Approximation minimal ist.

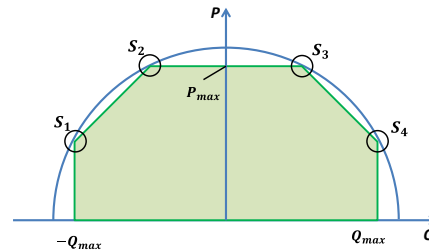


Abb. 1: Annäherung der P-Q-Charakteristik eines Wechselrichters

Abweichend von VDE AR-N 4105 [4] wird zudem angenommen, dass die Einstellung der Blindleistung automatisiert über Fernwirktechnik auf einen fixen Wert vorgegeben werden kann. Die technischen Anschlussbedingungen sehen diese Anforderung zurzeit nicht vor.

Nebenbedingung der Spannungsgrenzen

Jeder Knoten des Netzmodells unterliegt einer Nebenbedingung eines minimalen und maximalen Spannungswertes. Die Nebenbedingungen werden wie folgt realisiert:

$$V_{i,p}^{min} \leq V_{i,p} \leq V_{i,p}^{max} \quad (8)$$

mit $V_{i,p}^{min} / V_{i,p}^{max}$: untere / obere Spannungsgrenze der Phase p an Knoten i gemäß DIN EN 50160

Zielfunktionen des Optimierungsmodells

Eine Optimierung kann unterschiedliche aber auch gleichzeitig mehrere Ziele verfolgen. In Bezug auf den aktiven Betrieb von Verteilungsnetze sind

- Verlustminimierung
- Schalthandlungsminimierung
- Minimierung des Leistungsbezugs der überlagerten Spannungsebene
- Maximale EEG-Einspeisung
- Minimierung der Spannungsasymmetrie

denkbar. In diesem Beitrag wird die Maximierung der EEG-Einspeisung verfolgt. Die Zielfunktion ergibt sich gemäß Formel 10.

$$\max F_{EEG} = \sum_{i=1}^{N_{PV}} \sum_{p=1}^3 P_{i,p}^{PV} \quad (10)$$

mit $P_{i,p}^{PV}$: Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlage i an Phase p

Exemplarisches Ergebnis

Rahmenbedingungen

Als Beispielnetz wird ein ländliches Niederspannungsnetz verwendet [5]. Insgesamt sind 178 Lasten vorhanden, denen 3-phasige Leistungsprofile zugeordnet werden. Es wird von einer PV-Durchdringung von 38,6% ausgegangen, sodass insgesamt 60 PV-Anlagen mit einer Anlagenleistung von je 3,68kW einphasig in das Netz integriert werden [5]. Die Positionierung sowie die Aufteilung auf die Phasen erfolgte zufällig (im hier dargestellten Fall wie folgt: Phase 1: 17, Phase 2: 25, Phase 3: 18). Es ist ein $\cos \varphi$ von 0,95 induktiv eingestellt. Als Simulationszeitraum wird ein Sommertag mit volatiler Globalstrahlung (max. $780 \frac{W}{m^2}$) in viertelstündlicher Auflösung gewählt. Die Spannung am Slack-Knoten beträgt 1.0 p.u.

Vergleichsrechnungen

Um das 3-phasige optimale Leistungsflussverfahren zu validieren werden drei Berechnungsverfahren verglichen. Das primäre Ziel der aktiven Betriebsführung ist die Einhaltung der Systemgrenzen im Niederspannungsnetz.

Berechnung 1: Symmetrische Leistungsflussrechnung

Berechnung 2: Asymmetrische Leistungsflussrechnung

Berechnung 3: Asymmetrische optimale Leistungsflussrechnung mit dem Ziel: Maximale EEG-Einspeisung. Als variable

Größen können die Wirk- und Blindleistungen der PV-Anlagen variiert werden

Abbildung 2 gibt die maximalen Spannungswerte über den Tag der symmetrischen Leistungsflussrechnung wieder. Die höchste Spannungsanhebung an einem Knoten im Vergleich zum Fall ohne PV-Einspeisung¹ übersteigt den Grenzwert 3 % (vgl. ARN 4105 [4]).

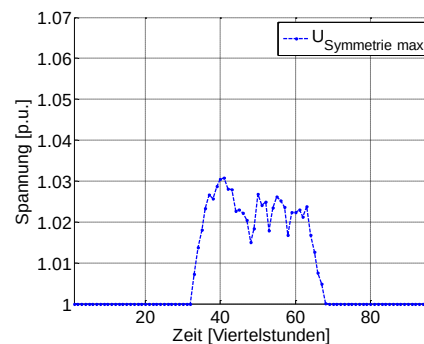


Abb. 2: Verlauf der maximalen Spannungswerte nach Berechnung 1

Abbildung 3 zeigt die maximalen Spannungswerte der asymmetrischen Leistungsflussrechnung. Die Asymmetrie der Leistungsbezüge und -einspeisungen führt in Phase 2 häufiger im Tagesverlauf zur Überschreitung der 3% Spannungsanhebung als im symmetrischen Fall.

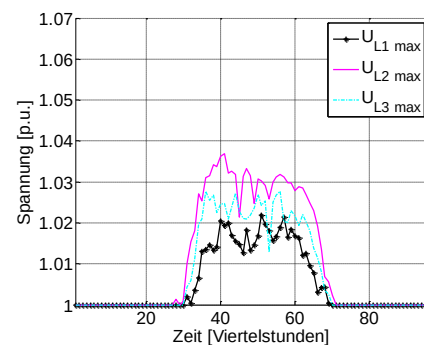


Abb. 3: Verlauf der maximalen Spannungswerte nach Berechnung 2

¹ Der definierte Grenzwert 3% würde eine maximale Spannung von 1.0225 p.u. zulassen.

Abbildung 4 zeigt das maximale Spannungsprofil des optimalen asymmetrischen Leistungsflusses. Der Grenzwert 1.0225 p.u. wird zu keiner Zeit überschritten.

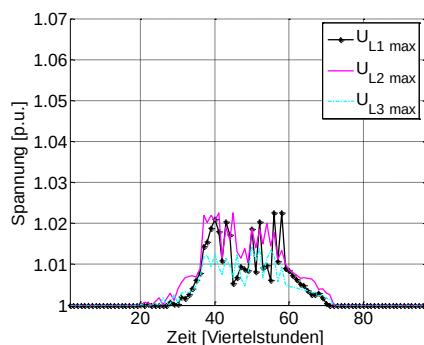


Abb. 4: Verlauf der maximalen Spannungswerte nach Berechnung 3

Aufgrund der Zielvorgabe maximale EEG-Einspeisung wird keine Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen gedrosselt um das Spannungsgrenzwert einzuhalten. Vielmehr wird das Blindleistungsverhalten der PV-Anlagen angepasst. Abbildung 5 gibt die summierte Blindleistung der PV-Anlagen der Berechnungen über den Tag wieder. Der Blindleistungsverlauf der Berechnungen 1 und 2 sind identisch.

Insgesamt dominiert der kapazitive Blindleistungsbezug der PV-Anlagen in Phase 1 und 3 bei der Berechnung 3 gegenüber dem induktiven Blindleistungsbezug der Phase 2. Somit lässt sich auch die Vergleichmäßigung der Spannungen in Abbildung 4 erklären.

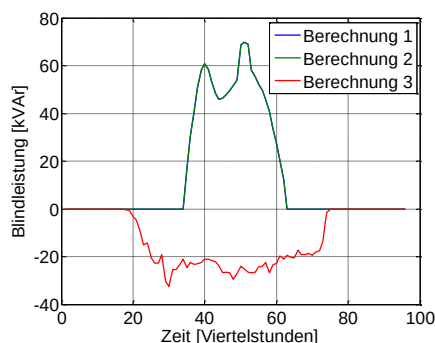


Abb. 5: Blindleistungsverhalten der PV-Anlagen in den 3 Berechnungen

Fazit und Ausblick

Es konnte gezeigt werden, dass bei asymmetrischer Leistungseinspeisung und -verbrauch ein 3-phasiges Netzmodell den Netzzustand korrekt abbildet und eine Optimierung den Einsatz von Photovoltaik-Anlagen phasenscharf regeln kann, um ein gewisses Ziel zu erfüllen.

Die Erweiterung des Verfahrens zur Erfüllung übergeordneter Ziele, wie etwa die Bereitstellung von lokalen Systemdienstleistungen für die überlagerte Spannungsebene wird angestrebt.

Quellen

- [1] T. Wippenbeck, „Netzmodell und Berechnungsverfahren für quasistationäre asymmetrische Leistungsflüsse“ Jahresbericht 2012/2013: IFHT, 2013
- [2] P. Goergens, „An Online Learning Algorithm Approach for Low Voltage Grid Management“, CIRED, Stockholm, 2013
- [3] H. Wang, „On Computational Issues of Market-Based Optimal Power Flow“, Power Systems, IEEE Transactions, 2007
- [4] VDE-AR-N 4105, „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, VDE Verlag GmbH, Berlin, 2011
- [5] C. Hille, „Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland-Marktanalyse und Bewertung“, Schlussbericht, Aachen 2013

Kontakt

Dipl.-Ing. Philipp Goergens
goergens@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49356

Bewertung von Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland

Die fortschreitende Durchdringung elektrischer Verteilungsnetze mit dezentralen Energie-wandlungseinheiten – bspw. zur Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie – stellt Netzbetreiber weiterhin vor große Herausforderungen. Dem notwendigen Netzausbau kann mit verschiedenen Technologieoptionen kosteneffizient begegnet werden. Hierzu wurde am IFHT eine neue Bewertungsmethodik entwickelt und gemeinsam mit P3 energy als Studie veröffentlicht.

Einleitung und Motivation

Verteilungsnetzbetreiber stehen vor der Herausforderung, dem in ihren Netzen aufkommenden Ausbaubedarf kosteneffizient zu begegnen. Dies ist Gegenstand aktueller Untersuchungen wie z.B. der dena-Verteilnetzstudie [1]. Die Bandbreite von Lösungsoptionen, zukünftigen Erzeugungs- und Lastszenarien sowie Netztopologien spannt jedoch einen vieldimensionalen Lösungsraum auf. Eine effiziente und technologisch fundierte Analyse aller Optionen ist nicht für jeden Netzbetreiber möglich. Aus diesem Grund haben P3 energy und das Institut für Hochspannungstechnik eine Methodik entwickelt, die den zu erwartenden Netzausbaubedarf ermittelt und innovative Technologien als Lösungsoptionen miteinander vergleicht.

Technologieoptionen

Im Rahmen der Studie wurden solche Technologieoptionen näher betrachtet, die kurzfristig am Markt verfügbar sind und somit als Möglichkeit zur Reduktion des erwarteten Ausbaubedarfs eingesetzt werden können.

Wechselrichtergekoppelte Energiewandlungseinheiten bieten die Möglichkeit, das Verhalten der Anlagen hinsichtlich Spannungshaltung und Betriebsmittelbelastung von Verteilungsnetzen zu optimieren. Für Photovoltaik-Anlagen (PV) wurden in der Studie eine pauschale Leistungsabregelung

ab einer Wirkleistungseinspeisung von über 70% der installierten Leistung, eine $\cos\varphi(P)$ -Steuerung, eine $Q(U)$ -Regelung sowie eine $P(U)$ -Regelung betrachtet. Als weitere Technologieoption wurden regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) und Einzelstrangregler (ESR) sowie Batterien zur Verbesserung der Auslastung (AV-Batterie) und zur Spannungsstützung (U-Batterie) betrachtet.

Lokalszenarien

Im Rahmen von Lokalszenarien wurden die unterschiedlichen, zukünftigen Versorgungsaufgaben von Verteilungsnetzen abgebildet. Ausgangspunkt sind hierbei die für das Jahr 2034 prognostizierten, installierten Leistungen dezentraler Energiewandlungseinheiten des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2014 [2], die auf Postleitzahlebene (PLZ) 5 disaggregiert werden. Abb. 1 zeigt für alle PLZ-Bereiche am Beispiel von PV-Anlagen die Clustering mittels der Parameter „durchschnittliche Anlagengröße“ und „Durchdringungsrate“ in 9 Szenarien, die die Bandbreite typischer Entwicklungen wiedergeben. Diese Szenarien wurden um 4 Extremszenarien erweitert, die die Fälle „Maximale Last“ bis „Maximale Erzeugung“ in insgesamt 13 Szenarien abbilden (Abb. 2).

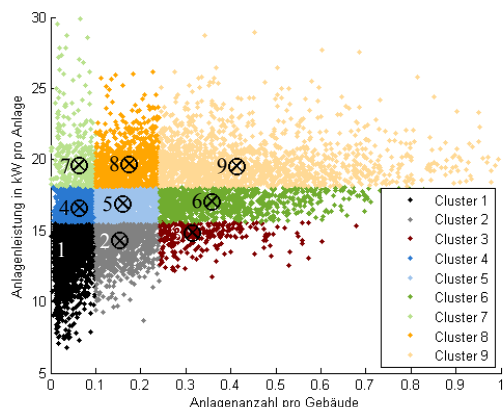


Abb. 1: Postleitungs-scharfe Clustering von PV-Anlagen für das Jahr 2034

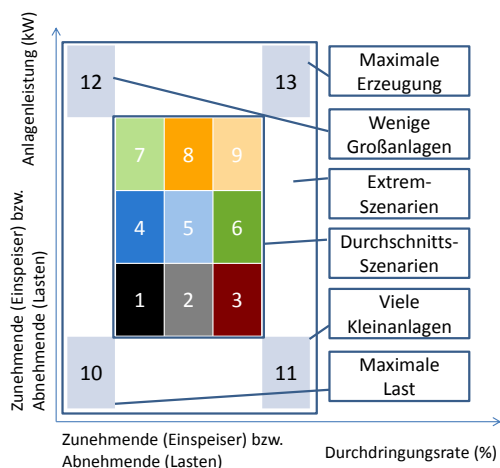


Abb. 2: Betrachteter Szenarienraum

Typnetze

Analog zu den Lokalszenarien wurden 10 Typnetze gebildet, die die Bandbreite an Niederspannungs-Verteilungsnetzen darstellen. Neben 5 typischen Netzen, die die Vielzahl an Verteilungsnetzen nach [3] wiedergeben, wurden 5 Extremnetze gebildet, die lange Stränge, viele Abgänge oder stark ausgelastete Transformatoren repräsentieren.

Bewertungsverfahren

Zum technischen Vergleich wurden Netzberechnungen für alle 9 Technologieoptionen in jeweils allen 13 Lokalszenarien und den 10 Typnetzen durchgeführt. Die Netzberechnung erfolgte dabei durch das bereits

vielfach angewandte Verfahren der probabilistischen Leistungsflussrechnung.

Zur wirtschaftlichen Bewertung wurden zunächst die Kosten für konventionellen Netzausbau ermittelt, mit welchem eine Überlastung von Betriebsmitteln und eine Verletzung von Spannungsbändern zu verhindern ist. Dem gegenüber gestellt wurden die Kosten für diejenige innovative Technologieoption, die Betriebsmittelüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen ohne Netzausbau vermindern oder verhindern kann.

Ergebnisse

In 31% der 130 betrachteten Szenario-Typnetz-Kombinationen kommt es zu Betriebsmittelüberlastungen, die primär durch die Technologieoptionen AV-Batterie und Leistungsabregelung gelöst werden können (Abb. 3).

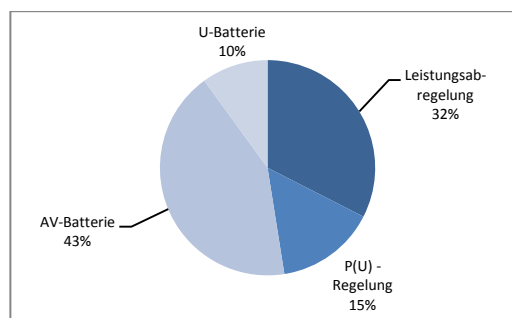


Abb. 3: Wirksamste Technologien zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen

In 48 % aller Typnetz-Szenario-Kombinationen, in denen die obere Spannungsgrenze verletzt wird, ist der ESR die technisch beste Option, um die maximale Knotenspannung zu reduzieren, während der RONT in 42 % dieser Fälle die wirtschaftliche beste und technisch gleichwertige Option ist (Abb. 4). Spannungsstützende Batterien sowie Maßnahmen zum Blindleistungsmanagement spielen nur eine untergeordnete Rolle.

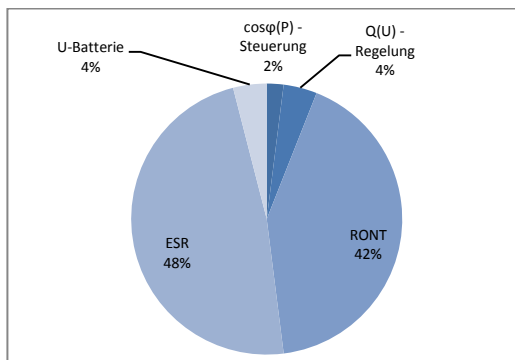


Abb. 4: Wirksamste Technologien zur Reduktion unzulässig hoher Spannungen

Insgesamt kommt es in 55% der betrachteten Typnetz-Szenario-Kombinationen zu Spannungsproblemen oder Betriebsmittelüberlastungen. In allen Fällen ist es wirtschaftlicher, eine innovative Technologie zur Problemlösung einzusetzen als konventionellen Netzausbau zu betreiben.

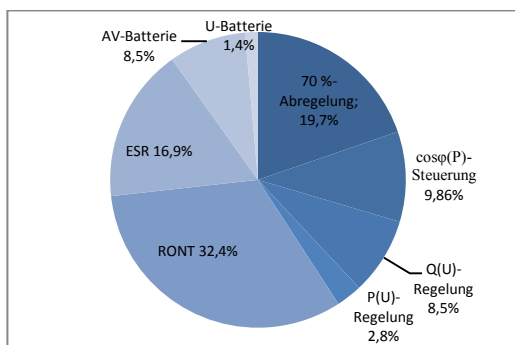


Abb. 5: Wirtschaftlichste Technologieoptionen

In knapp 50% der untersuchten Fälle stellen RONT (32%) bzw. ESR (17%) die wirtschaftlichste Technologieoption dar (Abb. 5). Dem gegenüber stehen die Wechselrichter-basierten Technologieoptionen, die in insgesamt 40% der relevanten Fälle die wirtschaftlichste Möglichkeit darstellen. Dabei dominiert die Leistungs-Abregelung (20%). Batterien stellen in knapp 10% der relevanten Typnetz-Szenario-Kombinationen die wirtschaftlichste Technologie zur Vermeidung von

Überlastungen und Spannungsbandverletzungen dar.

Schlussbemerkung

Die vollständige Studie kann direkt bei P3 energy unter der Email-Adresse P3_Energy_Verteilungsnetz@p3-group.com bezogen werden.

Quellen

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH: „dena-Verteilnetzstudie“, abgerufen am 02.07.2013 unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf
- [2] Übertragungsnetzbetreiber: „Szenariorahmen für die Netz-Entwicklungspläne Strom 2014, 28. März 2013, abgerufen am 01.04.2013 unter: http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/III/Szenariorahmen/EntwurfSzenariorahmenIII.pdf?__blob=publicationFile
- [3] J. Scheffler: „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Erneuerungsanlagen in Wohnsiedlungen“, Dissertation an der Technischen Universität Chemnitz, 18. Juni 2002

Kontakt

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Markus Gödde
 goedde@ifht.rwth-aachen.de
 +49 (241) 80-49354

Dipl.-Ing. Claas Matrose
 matrose@ifht.rwth-aachen.de
 +49 (241) 80-49330



Dissertationen

95



Mobile Prüfeinrichtung zur Vor-Ort-Messung des Innendrucks von Vakuum-Schaltkammern

Dissertation:

Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Tag der mündlichen Prüfung:

20. Dezember 2013

Berichter:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat

Eine stark zunehmende Anzahl von Vakuum-Schaltkammern wird in den nächsten Jahren das Ende der erwarteten technischen Lebensdauer erreichen, wobei das bisher beobachtete Betriebsverhalten jedoch eine Erweiterung des Einsatzzeitraums erwarten lässt. Dies erfordert den Einsatz nicht-invasiver Diagnoseverfahren, um eine Abschätzung der weiteren Einsatzdauer und des technischen Risikos vornehmen zu können. Hierzu müssen geeignete mobile Prüfeinrichtungen bereitgestellt werden, mit denen der für den zuverlässigen Betrieb elementare Innendruck in der Vakuum-Schaltkammer quantitativ bestimmt werden kann. In dieser Arbeit werden grundlegende Untersuchungen für die Entwicklung einer derartigen, auf dem Magnetron-Prinzip basierenden Prüfeinrichtung durchgeführt und der Einfluss von Randparametern analysiert. Aufbauend auf den Ergebnissen wird ein Prototyp einer mobilen Prüfeinrichtung ausgelegt und deren Funktionalität durch den Einsatz an industriell gefertigten Vakuum-Schaltkammern belegt.

Einleitung und Motivation

Zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs elektrischer Anlagen sind die Betreiber von Energieverteilungssystemen unter anderem auf geeignete Prüfsysteme angewiesen, mit denen der technische Zustand der Betriebsmittel zuverlässig bewertet werden kann. In der Mittelspannungsebene, in der die Vakuum-Schalttechnik mit einem Marktanteil von weltweit mehr als 80 % das dominierende Schaltkonzept bildet, wird eine stark zunehmende Anzahl von Vakuum-Schaltkammern in den nächsten Jahren das Ende ihrer erwarteten technischen Lebensdauer erreichen. Gleichzeitig lassen die bisherigen Betriebserfahrungen potentiell eine Verlängerung der Einsatzzeit zu, falls das technische Risiko abgeschätzt werden

kann. Moderne Vakuum-Schaltkammern werden seitens der Hersteller als „*Sealed for Life*“ [1] bezeichnet und weisen eine erwartete betriebliche Lebensdauer von ca. 30 Jahren auf. Dabei ist der Innendruck, der einen kritischen Wert von 10^{-4} bis 10^{-3} hPa nicht überschreiten darf, während der gesamten Lebensdauer für den sicheren Betrieb und die Zuverlässigkeit von Vakuum-schaltern elementar.

Mit Kenntnis über den Zustand der Vakuumschalter, maßgeblich bestimmt durch die Integrität des Vakuums, wären Anlagenbetreiber in der Lage, Entscheidungen über Ersatzinvestitionen bei optimierter Ausnutzung der Anlagenlebensdauer sowie gleichzeitiger Berücksichtigung der Anlagensicherheit und -zuverlässigkeit zu treffen.

Bestehende Prüfsysteme können bisher nur unzureichende qualitative Aussagen zum Innendruck liefern. Die innovative Prüfeinrichtung muss in der Lage sein, den Gesamtinnendruck in betriebsmäßig verbauten Vakuum-Schaltkammern quantitativ und unter Ausnutzung eines nicht-invasiven Verfahrens zu messen. Hierzu weist das Magnetron-Verfahren, bei dem ein druckabhängiger Entladungsstrom als indirekte Messgröße für den Gesamtdruck genutzt wird, im Vergleich zu anderen bekannten Messprinzipien die größte Eignung auf.

Untersuchungsmethodik

Für die zielgerichtete Entwicklung einer derartigen Prüfeinrichtung müssen die für die mobile Anwendung relevanten Einflussparameter identifiziert und bewertet werden. Da diese sowohl die Systemauslegung als auch dessen Messunsicherheit sowie mögliche Fehlerquellen betreffen und somit zu Einschränkungen in der Anwendung des Messverfahrens führen können, werden die Einflussgrößen in dieser Arbeit grundlegend analysiert. Zusätzlich werden neue Parameter, die aus den Spezifikationen für die mobile Anwendung des Prüfsystems resultieren, hinsichtlich ihres Einflusses auf die Messunsicherheit der Innendruckmessung umfassend untersucht. Hierzu stellt diese Arbeit eine Methodik, bestehend aus theoretischen Analysen und experimentellen Grundlagenuntersuchungen an einer Modellanordnung, bereit.

Der Messbereich muss das gesamte Druckspektrum einer Vakuum-Schaltkammer vom Auslieferungszustand bis zum kritischen Druck ($10^{-7} \text{ hPa} < p < 10^{-4} \text{ hPa}$) abdecken. Weiterhin müssen die Robustheit und Sensitivität gegenüber folgenden Einflussparametern untersucht werden:

- Bauart der Vakuum-Schaltkammer,
- Höhe und Polarität der Prüfgleichspannung U_{DC} ,

- Höhe und Homogenität der magnetischen Flussdichte B ,
- Zusammensetzung des Restgases.

Das grundsätzliche Prinzip für die Anwendung des Magnetron-Verfahrens zur Druckmessung in einer Vakuum-Schaltkammer mitsamt dem schematischen Verlauf der magnetischen und der elektrischen Feldlinien zeigt Abb. 1.

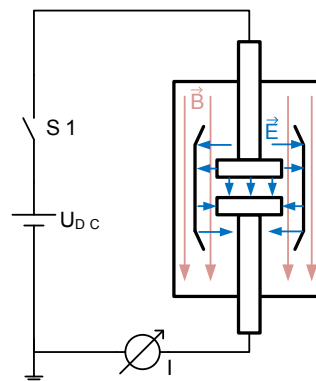


Abb. 1: Schematischer Messaufbau und Feldverläufe zur Messung des Magnetron-Entladungsstroms in einer Vakuum-Schaltkammer

Die Prüfgleichspannung U_{DC} wird mit dem Schalter S1 über den geöffneten Kontakten angelegt. Zusätzlich muss in geeigneter Weise ein magnetisches Feld in axialer Richtung überlagert werden, sodass sich zwei Bereiche ausbilden, in denen das magnetische Feld senkrecht zum radial gerichteten elektrischen Feld steht, sodass sich dort eine Magnetron-Entladung ausbilden kann. Der Entladungsstrom kann nach dem selbsttätigen Zünden der Magnetron-Entladung erdseitig gemessen werden. Er weist mit $\alpha \approx 1 \dots 1,4$ und

$$I = K \cdot p^\alpha$$

einen annähernd linearen Zusammenhang zum Innendruck p in der Kammer auf [2]. Als Kenngröße wird der Maximalwert I des Entladungsstroms in Abhängigkeit des Drucks p sowie der Rand- und Prüfparameter aufgenommen. Die Untersuchungen erfolgen an einer Modellanordnung als ver-

einfachte Nachbildung einer Vakuum-Schaltkammer, deren Schnittzeichnung in Abb. 2 dargestellt ist.

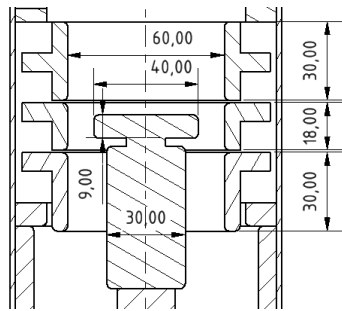


Abb. 2: Schnittzeichnung des Schirmbereichs der Modellanordnung

Einfluss der magnetischen Flussdichte

Für den Aufbau einer mobilen Prüfeinrichtung stellt die magnetische Flussdichte als elementarer Prüfparameter eine wichtige Auslegungskenngröße dar, die im Folgenden exemplarisch betrachtet wird. Zunächst wird der Einfluss durch die Höhe der magnetischen Flussdichte bei einer homogenen Feldverteilung analysiert. Die Flussdichte wird über den Strom eines Spulensystems, das eine homogene Feldverteilung erzeugt, eingestellt. Abb. 3 zeigt für vier über den Messbereich verteilte Druckwerte die Veränderung des Entladungsstroms bei gezündeten Magnetron-Entladungen mit unterschiedlich eingestellten magnetischen Flussdichten.

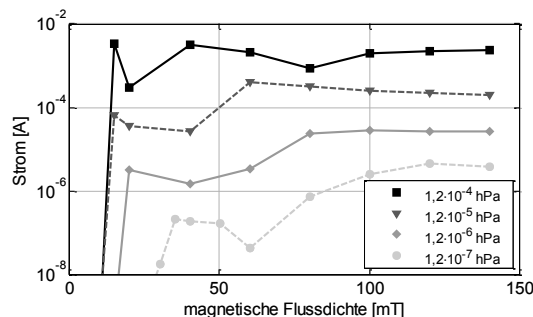


Abb. 3: Scheitelwert des Entladungsstroms I bei Variation der magnetischen Flussdichte B und des Drucks p ($U_{DC} = 1 \text{ kV}$, Prüfgas: N_2)

Über den gesamten Druckmessbereich ist der Entladungsstrom bei hohen magnetischen Flussdichten ($B > 100 \text{ mT}$) annähernd konstant. Der Einfluss auf die Entladung und somit die daraus resultierenden Messunsicherheiten sind gering. Abhängig vom Druckbereich nimmt jedoch mit sinkender Flussdichte $B < 100 \text{ mT}$ der Entladungsstrom ab, bis schließlich bei einer Mindestflussdichte keine Magnetron-Entladung mehr identifiziert werden kann.

Somit muss bei einer Prüfeinrichtung zur Bestimmung des Innendrucks in der Modellanordnung im Bereich, in dem die Entladung stattfindet, eine magnetische Flussdichte $B \geq 100 \text{ mT}$ zu erzeugen ist, um den Einfluss auf den Scheitelwert der Entladung zu minimieren und einen ausreichenden Messbereich zu gewährleisten.

Transfer in eine mobile Prüfeinrichtung

Auf Grundlage der Analysen wird als ein mögliches Konzept einer mobilen Prüfeinrichtung eine Permanentmagnet (PM)-Manschette zur Magnetfeld-Erzeugung ausgelegt und für weitergehende Untersuchungen insbesondere im Hinblick auf den Einfluss der Homogenität des Magnetfelds genutzt. In Abb. 4 sind zwei Ausführungsvarianten (Innendurchmesser 104 mm, Höhe 100 mm) dargestellt. Die magnetische Flussdichte im Zentrum beträgt 119 mT (PM1), bzw. 103 mT (PM2). Die kompakte Bauweise einiger Vakuumschalter kann dazu führen, dass am Umfang eines Schalterpols nur ein begrenzter Bauraum zwischen dem zu untersuchenden und dem benachbarten Pol zur Verfügung steht, um eine Vorrichtung zur Magnetfeld-Erzeugung anzubringen. Dies wird durch die Ausführung der PM2 mit einer inhomogenen Verteilung der magnetischen Flussdichte in azimuthaler Richtung nachgebildet.

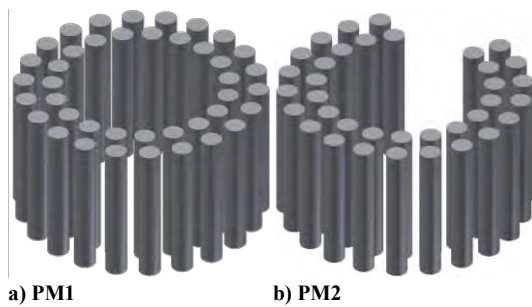


Abb. 4: Permanentmagnet-Anordnung PM1 und PM2 als exemplarische Ausführung eines mobilen Systems

Abbildung 5 zeigt, dass bei allen Varianten mit einer hinreichenden Genauigkeit eine Linearisierung der $I(p)$ -Kennlinie vorgenommen werden kann. Gegenüber den Messungen mit dem ideal homogenen Magnetfeld der Spule treten bei der PM1 Unterschiede auf, obwohl die magnetische Flussdichte im Zentrum mit $B = 119 \text{ mT}$ bzw. $B = 120 \text{ mT}$ nahezu übereinstimmt. Mit der Ausführung PM1 kann über den gesamten Messbereich von 10^{-7} hPa bis 10^{-4} hPa eine Entladung detektiert werden. Währenddessen tritt bei der PM2 eine Einschränkung des Messbereichs mit $p_{\min} \approx 3 \cdot 10^{-6} \text{ hPa}$ auf. Zudem fallen die gemessenen Entladungsstromstärken im Vergleich zum Spulensystem und zur vollbestückten PM1 um mehr als eine halbe Dekade geringer aus. Beide Effekte werden durch die azimuthale Inhomogenität der Variante PM2 hervorgerufen.

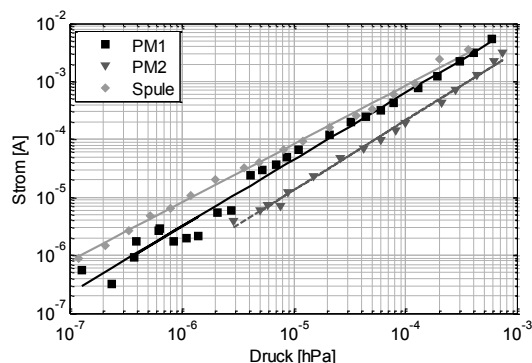


Abb. 5: $I(p)$ -Kennlinien der PM-Anordnungen im Vergleich zum Spulensystem ($B = 120 \text{ mT}$) bei $U_{DC} = 1 \text{ kV}$ (Prüfgas: N_2)

Vor dem Hintergrund der zulässigen Messunsicherheit müssen daher die Kennlinien in Abhängigkeit der Bestückung der PM-Manschette individuell ermittelt und in der Prüfeinrichtung als Kalibrierkurven hinterlegt werden.

Fazit

Diese Arbeit belegt die mobile Anwendbarkeit des Magnetron-Verfahrens zur Messung des Innendrucks an betriebsmäßig verbauten Vakuum-Schaltkammern. Neben dem Homogenitätsgrad der magnetischen Flussdichte ist bei der mobilen Anwendung des Messprinzips insbesondere die temporäre Gasbindung durch den auftretenden *Getter-Ion Effect* zu berücksichtigen sind. Die Arbeit liefert wichtige Informationen für die Ableitung von Anwendungsrichtlinien und die typspezifische Auslegung von mobilen Prüfeinrichtungen. Die Ergebnisse dieser Arbeit stellen die technischen Voraussetzungen für eine systematische Messdatenerfassung bereit und dienen somit als Grundlage zur Entwicklung eines kommerziellen Vor-Ort-Prüfsystems für die zuverlässige Zustandsbewertung von betriebsmäßig verbauten Vakuum-Schaltkammern.

Quellen

- [1] R. Renz, et al. "Vacuum Interrupters– Sealed for Life". 19th International Conference on Electricity Distribution, Wien, Session 1 Paper No. 0156, 2007.
- [2] S. Wilfert. "Grundlagenuntersuchungen zur Entwicklung eines langzeitstabilen Kaltkathoden-Ionisationsmanometers vom inversen Magnetron-Typ". Dissertation, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, 2007.

Kontakt

Dr.-Ing. Daniel Eichhoff
eichhoff@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-97348



100





Projektabschlussberichte

101



Weiterführende Analysen zur Ermittlung erforderlicher Ausbaumaßnahmen des deutschen Übertragungsnetzes „NEMO III“

Die veränderten Anforderungen an das deutsche Strom-Übertragungsnetz im Rahmen der Energiewende (u.a. Ausstieg aus der Kernenergie und weitere Integration von Erneuerbaren Energien) bedingen die Optimierung und den Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes. Hierzu erstellen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber jährlich einen Netzentwicklungsplan (NEP), der von der Bundesnetzagentur zu prüfen und zu bestätigen ist. Die gutachterliche Tätigkeit im Rahmen des Gutachtens „NEMO3“ zum Netzentwicklungsplan 2013 wurde durch das IFHT im Auftrag der Bundesnetzagentur durchgeführt.

Ziel des Gutachtens

Das methodische Vorgehen im Rahmen des NEP wird bewertet und alternativen Lösungsansätzen gegenübergestellt. Ausgehend von den gewonnenen Erkenntnissen werden Empfehlungen für den zukünftigen NEP-Prozess entlang der Prozesskette (Regionalisierung, Zeitreihengenerierung, Marktsimulation, Netzsimulation und Maßnahmenbewertung) formuliert. Hierfür werden die im NEP verwendeten Methoden und Modelle analysiert und den IFHT-eigenen Modellen gegenübergestellt.

Ergebnisse

Die einzelnen Schritte der NEP-Prozesskette wurden im Zuge des Gutachtens detailliert analysiert. An die Regionalisierungsmethodik für Erneuerbare Energien und die Verbraucherlast wird primär der Anspruch gestellt, dass diese transparent und nachvollziehbar ist. Dies kann durch klar definierte Verteilungskriterien und Verteilungsschlüssel erreicht werden. Hier besteht ein Verbesserungsbedarf im NEP, da die Datengrundlage nicht vollständig nachvollziehbar ist. Bei der Marktsimulation zeigen sich nur geringfügige Unterschiede zwischen den Berechnungen. Übereinstimmend wird festgestellt, dass Deutschland zukünftig ein Nettoexporteur elektrischer Energie ist. Unter-

schiede im Außenhandel an einzelnen Landesgrenzen sind vor allem auf eine uneinheitliche Datenbasis aufgrund einer mangelnden Spezifikation des Szenariorahmens für das europäische Ausland zurückzuführen.

Zur abschließenden Netzsimulation und Maßnahmenbewertung gehört neben der Lösung des reinen Leistungsflussproblems auch die Festlegung einiger freier Parameter des Netzbetriebes. Konkret gilt es, in Abhängigkeit der Netztopologie sowie der Ein- und Ausspeisungen geeignete Stellgrößen für die folgenden Größen zu identifizieren: Aufteilung der Verlustleistung, Blindleistungsbereitstellung, Einstellung der Wirkleistungsübertragung der HGÜ-Strecken. Neben den methodischen Fragestellungen wurden außerdem umfangreiche Sensitivitätsrechnungen bezüglich der Eingangsdaten und Netzvarianten durchgeführt.

Kurzinformationen

Laufzeit: Mai 2013 – Februar 2014

www.bundesnetzagentur.de

Kontakt

Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer
natemeyer@ifht.rwth-aachen.de
 +49 (241) 80-94913

Market Potential Analysis for the Provision of Balancing Reserve with a Fleet of Electric Vehicles II (V2G 2)

Das V2G 2-Projekt, das 2012 von E.ON in Auftrag gegeben wurde, analysierte das Marktpotential für die Bereitstellung von Regelleistung in (inter-)nationalen Regelleistungsmärkten mit dezentralen Energiewandlungseinheiten. In einer Sensitivitätsanalyse stellten sich Speichergrößen und -kosten als besonders einflussreich heraus.

Projeküberblick

In diesem Forschungsprojekt wurde ein bottom-up Planungsalgorithmus zur Einsatzplanung einer Elektrofahrzeugflotte erweitert, um eine valide Abschätzung des wirtschaftlichen Potentials der Regelleistungsbereitstellung mit dezentralen Energiewandlungseinheiten zur ermöglichen. Nachdem zunächst die attraktivsten internationalen Regelleistungsmärkte für die Bereitstellung von Regelleistung mit Elektrofahrzeugen (EV) und Smart Homes untersucht wurden, wurde ein bestehender gemischt-ganzzahliger Optimierungsalgorithmus für die Ladesteuerung von EV erweitert, um hausgebundene Energietechnologien und internationale Regelleistungsmärkte einzubeziehen. Die betrachteten Energietechnologien sind Photovoltaikanlagen, stationäre (second-life) Batteriespeicher und EV, die zusammen mit Haushaltslastprofilen bottom-up modelliert werden. Es wird angenommen, dass diese Technologien in Smart Homes gesteuert werden. Der Planungsalgorithmus wird dann genutzt, um die Robustheit der wöchentlichen Deckungsbeiträge und die Sensitivität des Fahrplans gegenüber den Eigenschaften der Technologien zu analysieren.

Ergebnisse

Mit den historischen Preisdaten des deutschen Regelleistungsmarktes wurden wöchentliche Einsatzpläne für einen Pool von 500 Smart Homes berechnet. Es ergibt

sich, dass die wöchentlichen Deckungsbeiträge im deutschen Regelleistungsmarkt im Verlauf eines Jahres um bis zu 100% schwanken. Regelleistungangebote waren bei den günstigsten heutigen Batterieabnutzungskosten noch profitabel. Mit einer Begrenzung der Anschlussleistung von Heimbatterien auf 3,7 kW sind die Kapazitäten kleiner second-life Batterien ausreichend.

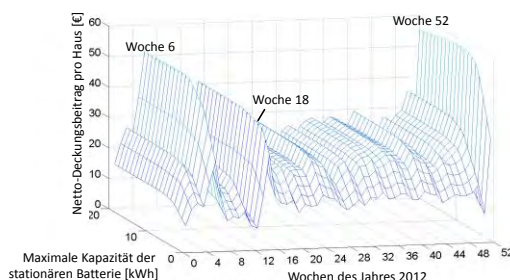


Abb. 2: Wöchentliche Deckungsbeiträge im Jahresverlauf in Abhängigkeit der Speicherkapazität stationärer Batterien (Deutscher Regelleistungsmarkt, Grenzpreise, Abnutzungskosten 0,05 €/kWh, bidirektionales Laden)

Fakten/Kurzinformationen

Auftraggeber: E.ON New Build & Technology Ltd.

Laufzeit: Oktober 2012 – Dezember 2013

Kontakt

Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A.
meinerzhagen@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-93037





Projektkurzbeschreibungen

105



Hochtemperaturleiter für Freileitungen - Feldversuch, Richtlinienempfehlung und Modellbildung

Im Zuge der durch die Energiewende benötigten Erhöhung von Engpasskorridoren des deutschen Stromnetzes in Nord-Süd-Richtung wird der Einsatz von Hochtemperaturleitern als Ergänzung zum Netzausbau in Erwägung gezogen.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die möglichst genaue Kenntnis des Durchgangs- und Temperaturverhaltens ist für die Bestimmung der zulässigen Strombelastbarkeit von Freileitungen und somit für eine sichere Netzbetriebsführung wesentlich. Für Aluminium-Stahl-Verbundleiter liegen jahrzehntelange Erfahrungen zum Verhalten der verwendeten Materialien vor. Grundsätzliche Herausforderungen für den Einsatz von Hochtemperaturleitern sind neben dem Fehlen von langjähriger Betriebserfahrung in Deutschland und den weitgehend fehlenden Richtlinien zum Umgang mit Hochtemperaturleitern vor allem der Mangel an etablierten zuverlässigen Berechnungsgrundlagen für den Durchhang von Hochtemperaturleitern. Heute in Deutschland verwendete Berechnungsmodelle basieren auf den für Standardleiter gültigen Annahmen und können nicht grundsätzlich für Hochtemperaturleiter erweitert werden.

Im Fokus des Projekts liegt daher der Einsatz von Hochtemperaturleitern in einem Feldversuch sowie die Entwicklung und Validierung von Modellen zur Bestimmung des Leiterdurchhangs, um so eine wesentliche Grundlage für den bedarfsgerechten Einsatz dieser Technologie in deutschen Netzen zu schaffen. Im Rahmen von Laboruntersuchungen wird der Einfluss der

Umgebungsbedingungen auf die Leiter-temperatur untersucht. Dazu wird ein Laborprüfstand entwickelt, der es ermöglicht,



Freileitungen unter Variation der Umgebungstemperatur, des Windes, der Globalstrahlung sowie des Stroms und der horizontalen Zugkraft zu untersuchen.

Die Kombination aus den Messdaten des Feldversuchs, die mit gezielten Belastungsszenarien im Labor ergänzt werden können liefert eine detaillierte Basis, um die bestehenden Modelle für Hochtemperaturleiter anzupassen und zu verifizieren.

Die Überführung der Projektergebnisse in eine Richtlinienempfehlung schafft darüber hinaus für den kurz- bis mittelfristig anstehenden Veränderungsprozess der elektrischen Netze die notwendige Rechtsicherheit, so dass Hochtemperaturleiter zukünftig eine umsetzbare technische Option für den Netzausbau darstellen.

Fakten/Kurzinformationen

Projektträger: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Projektpartner: 3M Deutschland GmbH, TenneT TSO GmbH, imp GmbH, RWTH Aachen University

Laufzeit: Januar 2013 – Dezember 2014

Kontakt

Dipl.-Ing. Tobias Frehn
frehn@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49339

Smart Area Aachen - Instandhaltung in zukünftigen Verteilungsnetzen mit innovativen Komponenten

Neuartige Betriebsmittel, zunehmender Kostendruck und der vermehrte Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik erfordern und ermöglichen die Weiterentwicklung von heutigen Instandhaltungskonzepten in den Verteilungsnetzen. Die Zielsetzung neuartiger Konzepte in zukünftigen Netzumgebungen ist die Steigerung der Maßnahmeneffizienz bei gleichzeitig gleichbleibend hoher Versorgungszuverlässigkeit.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Steigende Durchdringung von Informations- und Kommunikationstechnik in Verteilungsnetzen erfordert die Anpassung konventioneller Instandhaltungsstrategien an neuartige Komponenten. Daneben ergibt sich Chance dynamische Messdaten aus intelligenten Verteilungsnetzen in den Prozess der Zustandsbewertung elektrischer Anlagen einzubeziehen.

In diesem Verbundprojekt soll eine Kosten- Nutzenanalyse der Integration von Online-Messdaten aus intelligenten Netzen in die zustandsbasierte Instandhaltung durchgeführt werden. Zunächst wird das bestehende Instandhaltungskonzept der STAWAG durch die Partner SAG und das IFHT analysiert und weiterentwickelt. Dabei wird auch die Anwendung innovativer Algorithmen in der Zustandsbewertung analysiert und bewertet.

Die weiterentwickelten Zustandsbewertungsverfahren werden anschließend gezielt um neue Informationen aus dynami-

schen Messdaten erweitert, die in einem Feldversuch im Netzgebiet der STAWAG aufgezeichnet werden. Neben Messdaten, die aus dem Betrieb intelligenter Verteilungsnetze stammen, wird auch die gezielte Erweiterung um Messgrößen zur Überwachung des technischen Zustands von Betriebsmitteln betrachtet und in den Feldversuch eingebunden.

In einem Probebetrieb im Netz der STAWAG werden die um Betriebsmittelinformationen erweiterten Bewertungsverfahren getestet, analysiert und bewertet. Zu diesem Zweck wird auch die Möglichkeit einer Zustandsprognose mit Unterstützung dynamischer Messdaten, zur Vorhersage des zukünftigen Instandhaltungsaufwands betrachtet.

Zur Durchführung einer Kosten-Nutzenanalyse wird ein Benchmark zur Evaluation der Zustandsbewertungsverfahren entwickelt. Ein Vergleich des konventionellen Zustandsbewertungsverfahrens mit dem Einsatz innovativer Algorithmen und um dynamische Messdaten erweiterte Zustandsbewertungsverfahren dient der Analyse des Kosten-Nutzenverhältnisses von dynamischen Messdaten und zusätzlicher Sensorik.

Weitere Informationen können der offiziellen Projekthomepage: www.smartarea.de entnommen werden.

Fakten/Kurzinformationen

Projektträger: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Projektpartner: Stadtwerke Aachen AG, SAG GmbH, RWTH Aachen

Laufzeit: Juli 2013 – Juni 2017

Kontakt

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing Michael Andres
andres@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49331

Ermittlung optimaler Standorte für netzstützende Erzeugungseinheiten

Das im Auftrag der Bundesnetzagentur durchgeführte Vorhaben untersucht die Gewährleistung der Netzstabilität im Rahmen der Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes bis 2023 und leitet notwendige netzstützende Maßnahmen ab.

Während der Netzentwicklungsplan schwerpunktmäßig auf die Leistungstransporte in 10 Jahren unter Einhaltung stationärer Grenzwerte für Strom und Spannung fokussiert, werden im Projekt relevante Stabilitätsaspekte des deutschen Übertragungsnetzes im Transformationspfad bis 2023 analysiert und bewertet. Hierbei wird das Netz auf das Kurzschlussstromverhalten vor dem Hintergrund der zunehmenden Substitution konventioneller Kraftwerken durch umrichterbasierte Erzeugungseinheiten (EE) untersucht. Darauf aufbauend erfolgt eine Analyse der transienten Stabilität ausgewählter Kraftwerksgeneratoren, welche die Bewertung bestehender Interdependenzen zwischen Kurzschlussleistung und transientser Stabilität zum Ziel hat.

In den weiteren Arbeitspaketen werden Aspekte der Frequenzstabilität sowie der Spannungshaltung behandelt. Hierbei steht sowohl die Analyse von Regelreserven zur Netzstützung, als auch die Bereitstellung ausreichender Blindleistungsreserven im Fokus. Insbesondere Letzteres erfordert dabei die Berücksichtigung unterschiedlicher Netz- und Belastungssituationen. Abschließend werden Maßnahmen zur Stützung des Netzes abgeleitet.

Kontakt

Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs
Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt
fuchs@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94934

Forschungsvorhaben zur Etablierung eines bundesweiten Schnellladenetz für Achsen und Metropolen (SLAM)

Im Rahmen des Projekts werden die Herausforderungen bei der Etablierung einer flächendeckenden Schnellladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge untersucht und geeignete Geschäftsmodelle identifiziert.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Dazu werden die Grundlagen für eine wirtschaftliche und bedarfsorientierte Positionierung von Schnellladeinfrastruktur erforscht. Darüber hinaus soll das

Forschungsvorhaben die Basis für eine sichere, langfristige und nachhaltige Standardisierung schaffen. Das IFHT ist in diesem Zusammenhang an der Entwicklung eines Algorithmus beteiligt, der geeignete Standorte für Schnellladesäulen identifizieren kann. Dabei werden die Anforderungen verschiedener Bewertungsebenen, wie beispielsweise der Verkehrs- und Energieflussebene, berücksichtigt.

Fakten/Kurzinformationen

Projektträger: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.

Projektpartner: Bayerische Motoren Werke AG, Daimler AG, Deutscher Genossenschafts-Verlag eG, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Dr. Ing. h.c. F. Porsche AG, Rheinisch-Westfälisch Technische Hochschule Aachen, Universität Stuttgart, Fraunhofer IAO, Volkswagen AG

Laufzeit: Januar 2014 – September 2017

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stroband
stroband@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-90013



Veröffentlichungen

109



Veröffentlichungen

Andreas Roehder, Moritz Mittelstaedt, Julian Langstädtler, Armin Schnettler

Untersuchung und Anwendung von aggregierten Wind-Park-Modellen zur Stabilitätsanalyse von ausgedehnten Elektrizitätsversorgungssystemen / Investigation and Application of Aggregated Wind Farm Models for Large Scale Power System Stability Analyses

Conference for Wind Power Drives, Aachen 2013

Claas Matrose, Thomas Pollok, Eva Szczechowicz, Armin Schnettler

Intelligente Ladeinfrastruktur und Smart-Grids – Auswirkungen von Ladevorgängen auf elektrische Energieversorgungsnetze und die Integration Erneuerbarer Energien
In: Berliner Handbuch zur Elektromobilität, hrsg. von Katharina Vera Boesche, Oliver Franz, Claus Fest, Armin Joachim Gaul.- Beck Verlag München 2013

Armin Schnettler

Kraftwerk komplex

Erneuerbare Energien. Das Magazin. Ausgabe 2, 23. Jg. 2013, S. 18 – 21

Kittipong Anantavanich, Gerhard J. Pietsch, N. Uzelac, P. Milovac, B. Wang

Effect of Arc Energy Absorber in a Wind Turbine Switch Unit

IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 28, No 28, No. 2, April 2013, S. 549-556

Stefan Krengel, Tobias Falke, Armin Schnettler

Optimization Model for the Energy Supply in City Quarters

CIREC 2013 - 22nd International Conference & Exhibition on Electricity Distribution ; Stockholm, 10-13 June 2013. - Stockholm, 2013, S./Art.: 0993

Moritz Mittelstaedt, Andreas Roehder, Hendrik Natemeyer, Armin Schnettler

Analysis of the Effectiveness of Grid Codes for Offshore Wind Farms Connected to Onshore Grid via VSC-Based HVDC

Conference of the Wind Power Engineering Community – VDI Wissensforum, Berlin 2013

Stefan Willing, Joachim Nilges, Thomas Smolka, Armin Schnettler, Stefan Nykamp, Andreas Stolte, Claas Matrose
Improving quality of supply and usage of assets in distribution grids by introducing a "Smart Operator"

22nd International Conference on Electricity Distribution, Cired, Paper 0718, Stockholm 2013

Philipp Goergens, Fabian Potratz, Claas Matrose, Armin Schnettler, Sven Schumann, Stefan Willing, Thomas Smolka

An online learning algorithm approach for low voltage grid management

22nd International Conference on Electricity Distribution, Cired, Paper 0702, Stockholm 2013

Martin Scheufen, Thomas Helmschrott, Armin Schnettler

Optimal operation of mobile storages by network flow algorithms considering spatiotemporal effects

22nd International Conference on Electricity Distribution, Cired, Paper 0648, Stockholm 2013

Andreas Roehder, Hendrik Natemeyer, Sebastian Winter, Armin Schnettler

Coordinated Control of Active Devices in an Overlay Grid to Facilitate the Integration of Renewable Energy Sources in Europe

IEEE PowerTech Conference, Grenoble, France 2013

Simon Koopmann, Martin Scheufen, Philipp Goergens, Fabian Potratz, Armin Schnettler

Optimized deployment of storage systems for integration of distributed generation in smart grids

22nd International Conference on Electricity Distribution CIRED, Paper 0713, Stockholm 2013

Thomas Pollok, Eiko Krüger, Simon Koopmann, Armin Schnettler

Grid and market related integration of renewable generation under consideration of virtual power plants

22nd International Conference on Electricity Distribution CIRED, Paper 0785, Stockholm 2013

Stefan Kregel, Ann-Kathrin Meinerzhagen, Tobias Falke, Carolin Dietrich, Andreas Witte

Planungsverfahren zur effizienten Energieversorgung in Mittelstädten.

Internationaler ETG-Kongress 2013 : Energieversorgung auf dem Weg nach 2050 ; Beiträge des Internationalen ETG-Kongresses vom 5. - 6. November 2013 in Berlin

Stephan Rath, Thomas Pollok, Torsten Sowa, Armin Schnettler, Joachim Brandt, Johannes Eckstein

Market Potential Analysis for the Provision of Balancing Reserve with a Fleet of Electric Vehicles

22nd International Conference on Electricity Distribution CIRED, Paper 0622, Stockholm 2013

Anja Strauchs

Impact of a silane-coating of hollow glass microspheres on the electrical properties of syntactic foam

In: Proceedings of the 11th IEEE International Conference on Solid Dielectrics (ICSD), June 30h –July 4th, Bologna, Italy 2013

Philipp Goergens, Michael Poppen, Fabian Potratz, Claas Matrose, Michael Peitz, Armin Schnettler, Hardy Chabowski, Stefan Willing

Laborvalidierung eines Smart Operator zur optimalen Betriebsführung von Niederspannungsnetzen

ETG, VDE Verlag, Berlin, 2013

M. Baris Karacay, Daniel Eichhoff, P. Gregor Nikolic, Armin Schnettler

Investigations on the Behaviour of Switching Archs in Resonant Hybrid DC Circuit Breakers

FSO, Tschechien 2013

André Wagner, Jens Knauel

Methodology for the numeric simulation of a hybrid ac/dc field stress on overhead line insulators

XVIII International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Seoul 2013

Jens Knauel, André Wagner

Investigations on droplet initiated discharges under hybrid field stress

XVIII International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Seoul 2013

André Wagner, Jens Knauel

Investigations on the dielectric properties of syntactic foams and the change of their dielectric properties due to water immersion

Proceedings of the 11th IEEE International Conference on Solid Dielectrics (ICSD); June 30th – July 4th, 2013; Potsdam, Germany; pp. 529-532

Jens Knauel, André Wagner

Verhalten von Tropfenkorona auf polymeren Isolierstoffoberflächen unter Mischfeldbeanspruchung

ETG Fachtagung „Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen“, 12.-13.11.2013, Dresden

André Wagner, Jens Knauel

Ermittlung der elektrischen Mischfeldbelastung von Freiluftisolatoren in AC/DC-Hybridtrassen mittels 3D-FEM-Simulation

ETG Fachtagung „Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen“, 12.-13.11.2013, Dresden

M. Baris Karacay, Daniel Eichhoff, P. Gregor Nikolic, Armin Schnettler

Investigations on the Behaviour of Switching Arcs in Resonant Hybrid DC Circuit Breakers

XXth Symposium on Physics of Switching Arc (FSO) Moravě, Czech Republic September 2 - 6, 2013

P. Gregor Nikolic, P. Stoller, E. Panoulis, Michael Schwinne, Armin Schnettler
Development of an Optical Method for Investigating Switching Arcs in Insulating Nozzles

XXth Symposium on Physics of Switching Arc (FSO) Moravě, Czech Republic September 2 - 6, 2013

P. Gregor Nikolic, Martin Seeger, Armin Schnettler

Investigation on the Dielectric Recovery of SF6 and Air in Insulating Nozzles

XXth Symposium on Physics of Switching Arc (FSO) Moravě, Czech Republic September 2 - 6, 2013

Sebastian Wetzeler, Gerhard J. Pietsch

Investigations on Pressure Stress in elongated Substations due to Internal Arcing

XXth Symposium on Physics of Switching Arc (FSO) Moravě, Czech Republic September 2 - 6, 2013

Daniel Eichhoff, P. Gregor Nikolic, R. Kozakov, G. Gött, D. Uhrlandt, Armin Schnettler

Investigation of a CO2 Switching Arc Using Spectroscopic Diagnostics and Computational Fluid Dynamics Simulations

DOI: 10.3969/j. issn. 1003-6520. 2013. 09. 011, High Voltage Engineering, 2013, 39(9): 2145-2151

Daniel Winkel, Ralf Puffer, Armin Schnettler

Investigation of the Dielectric Strength of Syntactic Foam at 77 K under DC Stress

11th European Conference on Applied Superconductivity, 15.-19.09.2013, Genua, Italien, 2013

Sebastian Wetzeler, Matthias Hoffacker, Lutz Hulka, P. Gregor Nikolic, Armin Schnettler, Cora Petino

External Diagnosis of SF6 High Voltage Selfblast Circuit Breaker Nozzles

XVIII International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Seoul 2013

Cora Petino, M. Baris Karacay, Daniel Eichhoff, Armin Schnettler

Application of Modular Multilevel-Converter Stations for Supporting Fault-Clearance in HVDC-Systems

XVIII International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Seoul 2013

Michael Fiedeldey, Bernd Brennauer, Sven Pienitz, Robert Frings, Michael Peitz, Markus Gödde, Thomas Smolka

Einsatzpotentiale und Wirtschaftlichkeitsanalysen des regelbaren Ortsnetztransformatoren unter regulatorischen Rahmenbedingungen

ETG, VDE Verlag, Berlin, 2013

Ralf Puffer, Michael Schmale, Martin Dörr

Weather based dynamic rating of 380-kV overhead lines and its verification

Cigré Symposium Auckland, Paper B2_069, 2013

Moritz Cramer, Philipp Goergens, Claas Matrose, Armin Schnettler

Parameteranalyse zur positionsabhängigen Blindleistungsregelung von PV-Anlagen in Niederspannungsnetzen

Internationaler ETG Kongress, Berlin 05.-06.11.2013

Janina Struth, Kai-Philipp Kairies, Matthias Leuthold, Astrid Aretz, Mark Bost, Moritz Cramer, Eva Szczechowicz, Bernd Hirschl, Armin Schnettler, Dirk Uwe Sauerl

PV-Benefit: A Critical Review of the Effect of Grid Integrated PV-Storage-Systems

International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013), Berlin 18.-20.11.2013

Daniel Eichhoff, Paul Gregor Nikolic, Armin Schnettler

Basic study on the dynamic behaviour of asymmetrically blown arcs in non-rotationally symmetric nozzle arrangements

Proceedings of the XXth Symposium on Physics of Switching Arc, Nove mesto na morave, , September 2 - 6, 2013, ISBN: 978-80-241-4753-0

Christian Hille, Heiko Harms, Sören Schrader, Jonas Kampik, Benjamin Hörpel, Armin Schnettler, Fabian Potratz, Markus Gödde, Claas Matrose
Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung / Technology options for

the expansion of distribution grids in Germany – market analysis and evaluation
Internationaler ETG Kongress, Berlin 05.-06.11.2013

Paul Gregor Nikolic, Michael Weuffel, Armin Schnettler

Optimierung des Schaltkammerdesigns zum Einsatz von Kohlenstoffdioxid als Löschgas

Hochspannungs-Schaltanlagen: Anwendungen, Betrieb und Erfahrungen : Fachtagung ; GIS-Anwenderforum ; 1. Oktober 2013, Techn. Univ. Darmstadt / Volker Hinrichsen, Darmstadt, 2013

Michael Schmale, Ralf Puffer, Matthias Heidemann

Dynamic ampacity rating of conductor bars in highly loaded substations

22nd International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Paper 0823 Stockholm 2013

Simon Koopmann, Martin Scheufen, Armin Schnettler

Integration of Stationary and Transportable Storage Systems into Multi-Stage Expansion Planning of Active Distribution Grids

IEEE Innovative Smart Grid Technologies Europe - Oct. 6-9, Copenhagen, Denmark 2013

Stephan Rath

Multi Level European Electricity Market Simulation using Network Flow Algorithm and Lagrangian Relaxation

International Conference on Operations Research, September 3 to 6, Rotterdam 2013

Alexander Strobband, Simon Koopmann, Torsten Sowa, Armin Schnettler

Platzierung und Dimensionierung von öffentlicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge

ETG, VDE Verlag, Berlin, 2013

Thomas Pregger, Diego Luca de Tena, Stephan Schmid, Bernhard Wille-Haussmann, Thomas Pollok, Torsten Sowa

Optimierte Integration der Elektromobilität in das Stromversorgungssystem bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien

Zeitschrift für Energiewirtschaft, Volume 37, Issue 4, pp. 297-306

Cora Petino, Bernhard Fuchs, Armin Schnettler

Contact faults in hybrid AC/DC power systems

Cigré Belgium Conference – Innovation for secure and efficient transmission grids, Brüssel 2014



Lehre am IFHT

115



Vorlesungen

Hochspannungstechnik Isoliersysteme (SS)

Dozent: Prof. Dr.-Ing. A. Schnettler

V2/Ü1: Masterstudiengang

ECTS Credits: 5

Sprache: Deutsch u. Englisch

Inhalt

- Elektrische Belastungen in Hochspannungsnetzen: äußere Überspannungen, innere Überspannungen, Wanderwellen, Überspannungsschutz
- Isoliersysteme
- Gase, Vakuum, Flüssigkeiten, Feststoffe
- Durchschlagvorgänge
- Grenzflächenphänomene
- Charakteristika und Kenngrößen
- Alterung, Fremdschichten - Konstruktionsgrundlagen technischer Isoliersysteme
- Hermetischer Abschluss
- Kraftschlüssige Verbindungen - Exemplarische Anwendungen
- Kondensator
- Durchführung
- Ausleitung

Hochspannungstechnik Prüfsysteme & Diagnostik (WS)

Dozent: Prof. Dr.-Ing. A. Schnettler

V2/Ü1: Masterstudiengang

ECTS Credits: 5

Sprache: Deutsch u. Englisch

Inhalt

- Erzeugung hoher Gleich, Wechsel- und Stoßspannungen
- Erzeugung hoher Prüfströme
- Synthetischer Prüfkreis
- Messung hoher Prüfspannungen und -ströme
- Diagnostik
- Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)
- Technische Exkursion

Komponenten und Anlagen der Elektrizitätsversorgung (WS)

Dozent: Prof. Dr.-Ing. A. Schnettler, Prof. Dr.-Ing. habil. Dr. h.c. K. Hameyer
V2/Ü1: Bachelorstudiengang
ECTS Credits: 4
Sprache: Deutsch

Inhalt

Diese Vorlesung wird in Zusammenarbeit mit dem IEM angeboten. Die aufgeführten Inhalte beziehen sich auf den Teil der Vorlesung, der vom IFHT durchgeführt wird.

- Einführung in die elektrische Energietechnik
- Elektrisches Feld: Grundlagen der Feldtheorie; Feldberechnung ausgewählter Anordnungen; Abschätzung der Maximalfeldstärke mit Hilfe des Schwaiger-Faktors
- Durchschlag in Gasen: raumladungsfreie und raumladungsbeschwerte Entladung; Durchschlagsmechanismen im homogenen und inhomogenen Feld
- Vorstellung der wichtigsten Komponenten der Elektrizitätsversorgung: Kabel und Leitungen; Leistungsschalter (SF6; Vakuum), Trennschalter, Messwandler, Überspannungsableiter
- Erzeugung von Prüfspannungen: Prüftransformatoren und Transformertorkaskaden zur Erzeugung von Prüfwechselspannung

Unternehmensführung für Ingenieure (WS)

Dozent: Dr.-Ing. J. Schneider
V2/Ü1: Bachelorstudiengang
ECTS Credits: 3
Sprache: Deutsch

Inhalt

- Unternehmensstruktur und interne Organisation: Matrix, Profit und Cost Center; Logistik, Managementebenen; Externe Organisation: Rechtsformen von Unternehmen
- Internes und Externes Rechnungswesen: Buchhaltung, Berichtswesen, Kennzahlen (KPI), Liquiditätsplanung, Bewertung (z.B. Shareholder Value)
- Finanzmanagement: Investition und Finanzierung, Cash-Flow
- Elementare Management Funktionen: Strategische Planung, Budgetierung, Controlling, Shareholder-Value-Management
- Spezielle Management Funktionen: Project Management (Risk Analysis, Cost Planning), Marketing, Total Quality Management, Personalmanagement, Key Account Management
- Optimierung von Geschäftsprozessen: Prozessanalyse (Flow Charts, Process Mapping), Process Controlling, Quality Function Deployment
- Management Techniken: Methoden der Analyse (Portfolio-, Gap-, SWOT-Analyse), Prognose und Szenarioanalyse, Balanced Score Card
- Corporate Governance: Wirtschaftskriminalität: Preisabsprachen, Korruption; Verhaltensregeln bzw. -kodex, Sarbanes-Oxley Act, Global Compact

Schutzmaßnahmen und Schutz- einrichtungen in elektrischen Netzen und Anlagen (SS+WS)

Dozent: Dr.-Ing. B. Thies

V2/Ü1: Masterstudiengang

ECTS Credits: 5

Sprache: Deutsch u. Englisch

Inhalt

- Sicherheitsvorschriften und Normen nationale, regionale und internationale Normen,
- rechtliche Grundlagen der Normung; Prüfzeichen
- Gefahren durch elektrischen Strom Unfallstatistik, Stromwirkungen auf den Menschen;
- Sicherheitsgrenzen; Gefährdung durch hochfrequente Felder
- Schutzmaßnahmen in Niederspannungsanlagen gegen direktes und bei indirektem
- Berühren; Netzformen; Schutz- und Funktionskleinspannung; Bewertung
- Schutzmaßnahmen in Hochspannungsanlagen Erdung; Überspannungs- und Blitzschutz
- Schutz von Leitungen und Kabeln Überlast; Kurzschluss
- Schutzeinrichtungen und deren Wirkungsweise; Schutzkriterien; Sicherungen; LS- und FISchutzschalter;
- Relais; Überspannungsableiter
- Schutzsysteme Transformatoren-, Motor-, Generatorschutz

Power Cable Engineering (WS)

Dozent: Dr.-Ing. D. Meurer

V2/Ü1: Masterstudiengang

ECTS Credits: 4

Sprache: Englisch

Inhalt

- Einführung in Kabelindustrie, Kabelmarkt, Kabel im Netz, Historie, Technische Standards, Übertragungseigenschaften • Kabelkomponenten: Materialien, Leiter, Isolation, Schirm, Mantel, Armierung
- Design: Nieder-/ Mittel-/ Hochspannungskabel, Allzweck-/ Spezialkabel
- Produktion: Papierisolierte/Extrudierte Kable, Leiter/Kern/Kabel
- Qualitätsmanagement: ISO 9000, Qualitätssicherung, Typ-/ Stück-/ Routinetest, Inbetriebnahmetest, Alterung, Lebensdauer
- Zubehör: Endabschlüsse, Muffen, Feldsteuerung, Installationstechniken
- Kabelprojekte: Kabeltrasse, Stromtragfähigkeit, Transport, Verlegung
- Hochleistungskabel: Kabelverluste, Kühlung, HGÜ, Gasisolierte Kabel, Niedertemperaturkabel, Supraleitende Kabel (NTSL, HTSL)

Freileitungen (WS)

Dozent: Dr.-Ing. R. Puffer

V2/Ü1: Masterstudiengang

ECTS Credits: 4

Sprache: Deutsch

Inhalt

- Netze der elektrischen Energieversorgung, Komponenten in elektrischen Netzen
- Freileitungen: Übertragungstechnologien, Trends, Anforderungen
- Komponenten von Freileitungen: Masten, Leiter, Isolatoren, Armaturen, Gründungen, Erdungen
- Bauarten von Freileitungen: Drehstrom-Freileitungen, Gleichstrom-Freileitungen, Wechselstrom-Freileitungen, Masttypen, Mastbilder
- Bau von Freileitungen: Trassenwahl, Geländearbeiten, leitungstechnische Berechnungen, Genehmigungsverfahren, Montage, Inbetriebnahme
- Betrieb von Freileitungen: Strombelastbarkeit, Isolationskoordination, Erdung, Netzführung
- Instandhaltung von Freileitungen: Begehung, Inspektion, Sichtkontrolle, Zustandserfassungen, Verbindungen, Messung Erdübergangswiderstand
- Übertragungskapazität von Freileitungen: Strombelastbarkeit, Auslegungstemperatur, Berechnung Durchhang / Bodenabstand, natürliche Leistung
- Leiter für Freileitungen: Anforderungen an Leiter für Freileitungen, Aufbau von Leitern
- Optimierung der Übertragungskapazität von Freileitungen

Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und -schaltanlagen

Dozent: Prof. Dr.-Ing. A. Schnettler,

Dr.-Ing. R. Puffer

V2/Ü1: Bachelorstudiengang

ECTS Credits: 4

Sprache: Deutsch

Inhalt

- Schaltlichtbögen
- SF6-Hochspannungsleistungsschalter
- Vakuumschalter
- Hochspannungssicherungen
- Anlagen der Hochspannungsgleichstromübertragung
- Einführung in die Anlagentechnik und gasisolierte Schaltanlagen
- Freiluftschaltanlagen
- Ortsnetzstationen
- Leistungstransformatoren
- Mittelspannungsschaltanlagen
- Kabel und Freileitungen
- Störungsgeschehen von Betriebsmitteln

Praktika

Hochspannungstechnisches Praktikum

TÜ4, Masterstudiengang

ECTS Credits: 4

Sprache: Deutsch

Inhalt

- Wechselspannungsuntersuchungen
- Gleichspannungsuntersuchungen
- Teilentladung
- EMV Störungseinkopplung
- Stoßspannungsuntersuchung
- Transiente Vorgänge auf Leitungen
- Hochspannungsmeßtechnik
- Flüssige und feste Dielektrika

Energietechn. Praktikum I (SS)

TÜ4, Masterstudiengang

ECTS Credits: 4

Sprache: Deutsch, Englisch

Inhalt

Das energietechnische Praktikum I wird von mehreren Lehrstühlen durchgeführt. Drei Versuche finden am Institut für Hochspannungstechnik statt:

- Wechselspannungsmessung und Durchschlagsuntersuchungen
- Gleichspannungserzeugung und -messung
- Stoßspannungserzeugung

Energietechn. Praktikum II (WS)

TÜ4, Masterstudiengang

ECTS Credits: 4

Sprache: Deutsch, Englisch

Inhalt

Das energietechnische Praktikum II wird von mehreren Lehrstühlen durchgeführt. Drei Versuche finden am Institut für Hochspannungstechnik statt:

- Messen mit Teilern
- Stoßspannungsverteilung an Transformatorwicklungen
- Elektromagnetische Verträglichkeit

Elektrotechn. Praktikum I (SS)

TÜ3, Bachelorstudiengang

ECTS Credits: 3

Sprache: Deutsch

Inhalt

Das Praktikum enthält 8 Grundlagenversuche zur Einarbeitung in die elektrische Versuchstechnik mit folgenden Themenkreisen:

- Strom- und Spannungsquellen
- Spannungsteiler
- Messung in linearen Netzen
- Simulation linearer Netzwerke
- Dioden und Transistoren
- Operationsverst. (Messung)
- Operationsverst. (Simulation)
- Messung nichtelektr. Größen

Messtechnisches Labor für Maschinenbauer (WS)

TÜ4, Bachelor- u. Masterstudiengang und Lehramtsstudiengänge

ECTS Credits: 4

Sprache: Deutsch

Inhalt

Im Rahmen dieses Praktikums werden vom Institut vier Versuche angeboten:

- Spannungsquelle, Transformator
- Messbereichserweiterung, Messwandler, Leistungsmessung im Drehstromnetz
- Elektronenstrahloszilloskop, Gleichrichtung
- Digitale Messtechnik

Seminare

Schutz- und Leittechnik

TÜ3, Master-, Diplomstudiengang

ECTS Credits: 4

Sprache: Deutsch

Inhalt

- Grundlegende und spezielle Konzepte der Schutztechnik sowie Schnittstellen zur Leittechnik
- Aufzeigen von klassischen und modernen Ansätzen
- Herausforderungen der Schutz- und Leittechnik durch die Integration dezentraler Erzeuger und Speicher

Die Blockveranstaltung findet auf Einladung der Firma OMICRON statt. Die Vermittlung erfolgt durch Vorträge, Demonstrationen an Geräten, eine Besichtigung der Technik im Einsatz in einer Schaltanlage sowie vertiefenden Übungsaufgaben.

Energieversorgung der Zukunft

TÜ3, Bachelor-, Master-, Diplomstudiengang

ECTS Credits: 4

Sprache: Deutsch und Englisch

Inhalt

Erlernen von Techniken zur Darstellung und Präsentation eines komplexen Sachverhalts. Jeder Teilnehmer erhält ein aktuelles Thema aus einem definierten Bereich der elektrischen Energietechnik. Das Thema wird durch eigene Recherchen vorbereitet und am Ende des Semesters in einem Vortrag vorgestellt. Eine anschließende Diskussion zu Inhalt, Didaktik und präsentierten Folien rundet den Vortrag ab.

Seminar zum Praxissemester

TÜ3, Master-, Diplomstudiengang

ECTS Credits: 4

Sprache: Deutsch und Englisch

Inhalt

Die Veranstaltung richtet sich an alle Studierenden der Elektrotechnik und Informationstechnik mit abgeschlossenem Praxissemester. Jeder Seminarteilnehmer bereitet einen Vortrag über die Inhalte seines Praxissemesters vor. Eine anschließende Diskussion zu Inhalt, Didaktik und präsentierten Folien rundet den Vortrag ab.

Institutsprojekte 4. Semester

Bachelorstudiengang

ECTS Credits: 3

Sprache: Deutsch

Die Institutsprojekte richten sich an Studierende im 4. Semester des Bachelorstudiengangs und sind eine semesterfixierte Wahlpflichtleistung.

Experimentelle Untersuchung von Materialien und Komponenten der Energieversorgung

- Betrachtung von verschiedenen Hochspannungsmessteilern und deren Anwendung
- Auslegung und Aufbau eines Zaengl-Messteilers
- Experimenteller Einsatz und Untersuchung des aufgebauten Messteilers im Hochspannungslabor

Die Studierenden lernen in Gruppen von 2-4 Studierenden verschiedene Hochspannungsmessteiler und deren Anwendung kennen. Anschließend legen sie selbstständig einen Zaengl-Messteiler aus und bauen diesen auf. Ein experimenteller Einsatz und die Untersuchung des aufgebauten Messteilers im Hochspannungslabor runden dieses Institutsprojekt ab.

Entwicklung eines Algorithmus zur Waddickenmessung in Energiekabeln mittels Ultraschall

- Ultraschalluntersuchungen an dem Isoliersystem eines kunststoffisolierten Energiekabels
- Entwicklung eines Algorithmus zur automatisierten Bestimmung der Schichtdicken des Isoliersystems
- Implementierung des Algorithmus in C++ und abschließende Verifizierung anhand der Messdaten

Die Studierenden erlernen zunächst in Zweiergruppen die Grundlagen der Ultraschallmesstechnik. Basierend auf den Ergebnissen der Ultraschalluntersuchungen an einem kunststoffisolierten Energiekabel wird ein Algorithmus zur Schichtdickenmessung entwickelt. Der Algorithmus wird in einer C++-Klasse implementiert und abschließend anhand der Messdaten verifiziert.

Ganzheitliche Energieversorgungskonzepte für Städte und Kommunen - Quartiersoptimierung

- Modellierung dezentraler Technologien zur Strom- und Wärmeversorgung
- Entwicklung eines Optimierungsmodells in MATLAB®
- Bewertung von Nahwärmenetzen

Die Studierenden lernen in Gruppen von 2-3 Personen den Umgang mit MATLAB, indem sie ein Modell zur Auslegung der Energieversorgung von Quartieren entwickeln. Dieses Modell wird genutzt, um aus einem Pool verschiedener Technologien (z.B. Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen, ...) die kostengünstigste Kombination zur Versorgung eines exemplarischen Wohnquartiers auszuwählen. Ein Schwerpunkt liegt auf der Analyse, ob sich der Einsatz von Nahwärmenetzen im Vergleich zu einer gebäudeindividuellen Wärmeversorgung rentieren kann. Die Ergebnisse werden in einem Abschlussvortrag vorgestellt.

Modellierung, Analyse und Bewertung von Verteilungsnetzsystemen im Kontext der Energiewende

- Modellierung von Verteilungsnetzen
- Durchführung von Leistungsflussrechnungen mit MATLAB®

- Modellierung von Energiewandlungseinheiten
- Einsatz von Spannungsreglern
- Bewertung von Netzausbaumaßnahmen

Die Studierenden lernen in Gruppen von 2-4 Studierenden den Umgang mit MATLAB-basierten Simulationswerkzeugen zur Modellierung, Analyse und Bewertung von Verteilungsnetzsystemen unter besonderer Berücksichtigung aktueller Fragestellungen im Verteilungsnetz, beispielsweise der Integration von Photovoltaik-Anlagen und Elektrofahrzeugen. In Übungsaufgaben werden die Studierenden mit den o.g. Themen vertraut gemacht und in die Lage versetzt, für einen Verteilungsnetzbetreiber relevante Fragestellungen an Hand eines abschließenden Fallbeispiels selbstständig zu bearbeiten. Die Ergebnisse werden in einem Abschlussvortrag vorgestellt.

Bewertung der Herausforderungen für das deutsche Übertragungsnetz

- Durchführung von Leistungsflussrechnungen mit MATLAB®
- Schwachstellenanalyse des Ist-Netzes
- Durchführung von Netzausbaumaßnahmen
- Bewertung des ausgebauten Zielnetzes

Inhalt des Projektes ist die Durchführung aller Phasen einer Zielnetzplanung, mit dem Ergebnis eines engpassfreien Übertragungsnetzes. Hierbei werden die in der Praxis üblichen Hilfsmittel wie das der Leistungsflussrechnung, der Netzbetriebsführungssimulation und der Geodarstellung von Netzen kennengelernt und auf ein beispielhaftes Netz angewendet. Die Studierenden in Gruppen von 2-4 Personen lernen den Umgang mit MATLAB® allgemein sowie die Verwendung der für die vorgeannten Fragestellungen benötigten Tools im Speziellen kennen. Die Ergebnisse werden in einem Abschlussvortrag vorgestellt.

Unit Commitment Problem- Optimierung eines Kraftwerksparks unter Berücksichtigung von anlagenspezifischen Nebenbedingungen

- Einarbeitung in die Thematik der Kraftwerkseinsatzplanung
- Entwicklung eines Optimierungsmodells in MATLAB®
- Analyse der resultierenden Kraftwerksfahrpläne

Im Rahmen des Projektes wird nach einer allgemeinen Einführung in das Thema der Optimierungsverfahren ein Modell zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes in einem Elektrizitätsversorgungssystem erstellt werden. Die Modellbildung erfolgt als gemischt ganzzahliges lineares Optimierungsproblem in Matlab. Am Beispiel eines etablierten Testcases werden das erstellte Modell sowie die resultierenden Kraftwerksfahrpläne abschließend validiert. Die Studierenden in Gruppen von 2-4 Personen lernen den Umgang mit MATLAB® allgemein sowie die Verwendung der für die vorgeannten Fragestellungen benötigten Tools im Speziellen kennen. Die Ergebnisse werden in einem Abschlussvortrag vorgestellt.

Aufbau eines elektrischen Modellautos

- Entwurf und Aufbau der Steuerungsplatinen
- Programmierung eines Microcontrollers
- Test und Justierung der Sensorik

In diesem gemeinsamen Projekt der energietechnischen Institute (ACS, IAEW, IEM, IFHT, ISEA) bauen die Studierenden gruppenweise ein fahrtüchtiges, elektrisch angetriebenes Modellauto auf, welches Stück für Stück um einzelne Funktionalitäten erweitert wird. Ziel ist die autonome Umrundung eines vorgegebenen Parcours. Hierfür werden den Teilnehmern im Zuge des Projektes grundlegende Thematiken



der Elektrotechnik nähergebracht. Auf einem breiten Spektrum wird der Umgang mit elektrischen Maschinen, Leistungselektronik sowie Sensorik und Regelungstechnik auf Basis eines Mikroprozessors erlernt.



Studentische Arbeiten

125



Abgeschlossene Diplom-, Master-, Bachelor- und Studienarbeiten

Diplomarbeiten

Böcker, Dominik

Untersuchungen zur Detektierbarkeit von Protrusionen an der inneren Leitschicht polymerisolierter Energiekabel

Im Rahmen der Energiewende ist es notwendig die Übertragungsnetze weiter auszubauen, weil eine Verschiebung der Energieerzeugung Richtung Norden (Offshore Windenergieanlagen) stattfindet, die Verbraucher sich im Westen bzw. Süden konzentrieren. Freileitungen finden immer weniger Akzeptanz in der Bevölkerung, weswegen die Verlegung von VPE-isolierten Erdkabeln eine Alternative darstellt. Für die Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit ist es erforderlich, dass die Qualität der Erdkabel höchsten Ansprüchen genügt, um eine lange Lebensdauer der Kabel zu garantieren. Im Herstellungsprozess der VPE-isolierten Erdkabel können während der Extrusion vorvernetzte Leitschichtpartikel, sogenannte Protrusionen, an der inneren Leitschicht auftreten, sodass die Oberfläche der Leitschicht nicht homogen und glatt ist. Im Betrieb des Kabels bilden sich an den Inhomogenitäten (Protrusionen) höhere elektrische Feldstärken im Vergleich zur homogenen Leitschicht aus, sodass „Electrical trees“ entstehen können, die zu einem frühzeitigen Versagen des Kabels führen.

In der vorliegenden Arbeit werden verschiedene Ultraschallverfahren zur Detektierbarkeit von Protrusionen an der inneren Leitschicht empirisch untersucht. Dazu werden diverse Prüfkörper aus einem VPE

isolierten Höchstspannungskabel generiert, die synthetische Protrusionen mit unterschiedlicher Ausdehnung an der inneren Leitschicht enthalten. Die Isolationswandstärke des VPEs variiert über die Prüfkörper. Als Ultraschallverfahren werden das Impuls-Echo-Verfahren, bei dem das Ultraschallsignal mit einem 5 MHz Prüfkopf ausgesendet und empfangen wird, und das Senden-Empfangen-Verfahren, bei dem ein 5 MHz Ultraschallprüfkopf als Sender und ein 2 MHz Ultraschallprüfkopf als Empfänger verwendet wird, eingesetzt. Für das Senden-Empfangen-Verfahren werden zur Untersuchung der Prüfkörper unterschiedliche Prüfkopfwinkel α eingestellt. Dabei stellt sich heraus, dass das Senden-Empfangen-Verfahren mit einem Prüfkopfwinkel α zwischen 10° und 20° sich gut zur Detektion von Protrusionen eignet.

Das reflektierte Ultraschallsignal der Leitschicht und des Innenleiters werden zur Detektion der Protrusionen ausgewertet. Es werden verschiedene Analyseansätze zur Auswertung des Ultraschallsignals entwickelt, sodass die Protrusion nach der Anwendung der Analyseansätze in den grafisch aufgearbeiteten Messergebnissen lokalisiert werden können. Mit den Analyseansätzen wird gezeigt, dass Protrusionen an der Leitschicht prinzipiell detektierbar sind, jedoch hängt die Detektierbarkeit von Parametern, wie z.B. der Isolierwandstärke oder der Abmessung der Protrusion, ab. Ist die Isolationswandstärke des VPEs zu groß, wird das Ultraschallsignal der Leitschicht stark geschwächt, sodass die innere Leitschicht im Ultraschallsignal nicht mehr identifizierbar ist. Somit ist es nicht möglich, Protrusionen, die in der Regel eine

deutlich geringere Ausdehnung haben als die Leitschichtdicke, aufzufinden. Für ein VPE-isoliertes Höchstspannungskabel ist die Isolierwandstärke des VPEs mit 24 mm voraussichtlich zu groß, sodass die Leitschicht schwer detektierbar ist und somit reale Protrusionen mittels Ultraschall nur schwer nachweisbar sind.

Betreuer: Dr.-Ing. Gregor Brammer

Bünger, Jenny

Bewertende Untersuchungen zu angewandten Schutzkonzepten in dezentralen Erzeugungsanlagen bei Anschluss an Mittel- und Hochspannungsnetze

Betreuer: F. Kalverkamp, M. Meuser, Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer

Kienemund, Daniel

Grundlegende Untersuchungen zur Impulsspannungsfestigkeit von syntaktischen Schäumen bei kryogener Temperatur

In Ballungsräumen mit stetig steigendem Energiebedarf stellt der Einsatz supraleitender Komponenten in das Energieversorgungsnetz aufgrund ihrer hohen Übertragungsleistungen eine mögliche Alternative zu konventionellen Betriebsmitteln dar. Diese Komponenten erlangen ihre supraleitenden Eigenschaften knapp oberhalb der Flüssigstickstofftemperatur und können daher mit Flüssigstickstoff gekühlt werden. Syntaktischer Schaum kommt dabei wegen seiner guten elektrischen Eigenschaften und seiner geringen thermischen Kontraktion als festes Isolationssystem supraleitender Komponenten in Frage. Syntaktischer Schaum beschreibt dabei ein Kompositmaterial bestehend aus einer Polymermatrix und eingebetteten Mikrohohlkugeln. Als Basismaterial werden in dieser Arbeit ein Epoxidharz und ein ungesättigtes Poly-

terharz verwendet. Als Mikrohohlkugeln kommen silanierte und unsilanierte Borosilikatglasmikrohohlkugeln sowie keramische Mikrohohlkugeln bei Füllgraden von 30 und 50 Vol.-% zum Einsatz. In dieser Arbeit wird das Durchschlagverhalten syntaktischer Schäume bei Impulsspannungsbelastung experimentell und simulativ untersucht. Mithilfe von Zustandsbewertungen einzelner Mikrohohlkugeln bei kryogener Temperatur werden anschließend Durchschlagmodelle entwickelt.

Als Hauptparameter des Impulsdurchschlagprozesses werden das Basismaterial, die Größe der Mikrohohlkugeln und die Anordnung der Mikrohohlkugeln in der Polymermatrix identifiziert. Weiterhin zeigen die experimentellen Untersuchungen eine tendenziell erhöhte elektrische Festigkeit des Schaums unter kryogenen Bedingungen. Des Weiteren sinkt die elektrische Festigkeit des Schaums mit steigendem Füllgrad. Dies begründet sich durch das erhöhte Gasvolumen im Schaum. Silanierte Glasmikrohohlkugeln als Füllstoff resultieren in einer signifikant erhöhten elektrischen Festigkeit gegenüber keramischen Mikrohohlkugeln. Die Silanisierung der Kugeln bewirkt dabei einen tendenziellen, elektrischen Festigkeitsgewinn. Die elektrische Festigkeit sinkt mit steigendem Mikrohohlkugeldurchmesser.

Den Ergebnissen der Simulation folgend beginnt der Durchschlagprozess im elektrisch überlasteten Gasvolumen einiger Mikrohohlkugeln. Als Folge des Durchschlags einiger Mikrohohlkugeln wird das Feld aus dem Gasvolumen in die in Feldvektorrichtung liegende Polymermatrix verdrängt. In Abhängigkeit der Anordnung der Mikrohohlkugeln und deren Größe kommt es dadurch zu einer Überlastung der Polymermatrix.

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Winkel

Lindner, Christoph

Multikriterielle Bewertung der Auswirkungen von Ladeinfrastruktur-Szenarien für Elektro-Pkw auf Verteilungsnetze

Der mögliche Anstieg des Anteils von Elektrofahrzeugen am motorisierten Individualverkehr wirft die Frage auf, welche Auswirkungen das Laden von Elektro-Pkw auf die Elektrizitätsversorgungssysteme haben wird. Ziel der vorliegenden Arbeit ist es daher zunächst, die durch das Laden von Elektro-Pkw bedingte Last in Abhängigkeit verschiedener Ladeinfrastrukturszenarien räumlich und zeitlich aufgelöst zu modellieren. Die Auswirkungen dieser ladebedingten Lasten werden anschließend mit Hilfe von Mittelspannungsnetzen in einem exemplarischen Untersuchungsgebiet in den Niederlanden untersucht. Die Belastung der Netze ergibt sich aus der von Elektromobilität unabhängigen Last sowie den zusätzlichen, durch das Laden von Elektro-Pkw verursachten Lasten.

Zur Modellierung der durch Elektromobilität verursachten Last wird ein am Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen vorhandenes Verkehrsmodell überarbeitet und neu programmiert. Der Fokus liegt dabei unter anderem auf der räumlichen Verkehrsverteilung, die mittels eines modifizierten Gravitationsmodells abgebildet wird. Auf der Basis der aus dem Verkehrsmodell gewonnenen Bewegungsprofile der Elektro-Pkw lässt sich in Abhängigkeit der modellierten Ladeinfrastruktur die elektrische Last der Ladevorgänge berechnen. Das Laden erfolgt dabei ungesteuert und setzt daher weder Kommunikation der Agenten untereinander noch Kenntnisse über den jeweils aktuellen Netzzustand voraus. Die betrachteten Szenarien unterscheiden sich in der räumlichen Verteilung der Ladeinfrastruktur sowie in der Anschlussleistung.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Belastung der betrachteten Mittelspannungsnetze unter ansonsten gleichen Bedingungen mit der Durchdringungsrate von Elektro-Pkw, der Anschlussleistung der Ladeinfrastruktur sowie dem flächigen Ausbau von Lademöglichkeiten steigt. Dabei werden sowohl Leitungen als auch Ortsnetzstationen zum Teil überlastet. Verletzungen des Spannungsbands sind dagegen nicht zu beobachten, obgleich es zum Teil zu deutlichen Absenkungen der Spannungen kommt.

Bei einer Anschlussleistung von 3,7 kW können Durchdringungsraten von unter 20 Prozent als unkritisch betrachtet werden, auch bis zu einer Durchdringungsrate von 50 Prozent sind nur wenige Schwellwertverletzungen festzustellen. Die Durchdringungsraten werden dabei als im Untersuchungsgebiet konstant angenommen, sodass z.B. Nachbarschaftseffekte nicht berücksichtigt werden.

Da bei steigenden Durchdringungsraten die Wahl des Ladeinfrastrukturszenarios die Netzbelastungen zum Teil erheblich beeinflusst, ist eine frühzeitige Einbindung der Netzsicht in die Planung von Ladeinfrastruktur anzustreben, um Fehlentwicklungen vorzubeugen. Das in der Arbeit vorgestellte Modell kann dazu mit Modellen zur optimalen Platzierung und Dimensionierung von Ladeinfrastruktur kombiniert werden.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Strobach, Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Moritz, Christian

Entwicklung und Programmierung eines Laborsteuersystems für einen Freileitungsprüfstand

Der Veränderungsprozess der elektrischen Energieversorgung führt zu einer verstärk-

ten Auslastung der elektrischen Netze. Diese erfordert eine Anpassung an die geänderten Rahmenbedingungen. Der Einsatz von Hochtemperaturleitern für Freileitungen stellt eine vielversprechende Möglichkeit dar, sowohl die vorhandene Netzstruktur höher auszulasten als auch die Übertragungskapazität neuer Leitungsverbindungen zu steigern.

Bei Hochtemperaturleitern kommen alternative Materialien wie Verbundwerkstoffe mit Aluminiumoxidkeramikfasern und Kohlefasern insbesondere für den tragenden Leiterkern zum Einsatz. Die möglichst genaue Kenntnis des Durchhangsverhaltens von Hochtemperaturleitern ist folglich für die Bestimmung der zulässigen Strombelastbarkeit und somit für die sichere Netzbetriebsführung wesentlich.

Um den Einfluss der Wetterrandbedingungen und des Stroms näher zu untersuchen ist neben Feldversuchen auch eine experimentelle Validierung im Labormaßstab erforderlich.

Im Rahmen des Aufbaus eines Prüfstands für Freileitungen soll ein Laborsteuersystem entwickelt und programmiert werden. Dazu werden zunächst alle in einem Versuchsablauf auftretenden Mess- und Steuerungsanforderungen zur Prüfung von Hochtemperaturleitern unter verschiedenen Witterungsbedingungen identifiziert. Hierzu zählen neben der Strombelastung des Leiters insbesondere der Einfluss der Umgebungstemperatur, sowie Wind und Globalstrahlung.

Auf Basis der identifizierten Anforderungen soll eine Laborsteuerung konzeptioniert werden, die es ermöglicht alle Komponenten anzusteuern, sowie die Messdaten zu speichern. Dazu muss zum sicheren Betrieb des Labors ein Schutzsystem entwickelt und implementiert werden.

Anhand von beispielhaften Prüfabläufen werden potentielle Fehler und Gefahren-

quellen identifiziert und die Funktion der Steuerung validiert.

Betreuer: Dipl.-Ing. Tobias Frehn

Naassan, Eli

Grundlegende Untersuchungen zur Spannungsfestigkeit von syntaktischen Schäumen im Temperaturbereich von Flüssigstickstoff

Aktuelle Studien belegen, dass ein Teilersatz konventioneller Betriebsmittel durch supraleitende Betriebsmittel in Verteilungsnetzen gerade in Ballungsräumen ökonomisch und ökologisch sinnvoll sein kann. Dies setzt voraus, dass stromführende Supraleiter gestützt und sicher gegen Erde isoliert werden. Da Supraleiter mittels Flüssigstickstoff (LN2) gekühlt werden, erstreckt sich die Betriebstemperatur von 63 – 77 K. Die Grenzen bilden dabei die Gefrier- und die Siedetemperatur des Stickstoffs. Als alternatives Isoliersystem zu bisher eingesetzten, LN2-basierten Systemen dient syntaktischer Schaum, bestehend aus einer polymeren Matrix gefüllt mit Mikrohohlkugeln. Neben der Wechselspannungsfestigkeit ist die Impulsspannungsfestigkeit für einen Einsatz in supraleitenden Betriebsmitteln von Bedeutung, um einen sicheren Betrieb gewährleisten zu können. Im Rahmen dieser Arbeit soll ein vorhandenes Prüfgefäß, das Prüftemperaturen von 63 – 77 K erzeugen kann, um eine Hochspannungsdurchführung erweitert werden, so dass Spannungsfestigkeiten im relevanten Temperaturbereich ermittelt werden können. Eine besondere Herausforderung ist dabei, die Durchführung vor den Versuchen langsam abzukühlen und somit thermisch bedingte Schädigungen zu vermeiden. Daher muss es ermöglicht werden, mehrere Prüflinge aus syntaktischem Schaum prüfen zu können, ohne die Durchführung zwischenzeitig wieder aufzutauen.

Ausgehend von den Untersuchungsergebnissen sollen Modellansätze zum Durchschlagprozess erweitert werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Winkel

Nowak, Johannes

Multikriterielle Bewertung eines virtuellen Kraftwerks-Portfolios unter Berücksichtigung von erneuerbaren Energien und Wärmespeichern

Im Rahmen dieser vorliegenden Diplomarbeit wird ein Modell zur Optimierung der Betriebsführung von Portfolios virtueller Kraftwerke unter multikriteriellen Gesichtspunkten sowie unter der Berücksichtigung von Wärmespeicherung und erneuerbaren Energien entwickelt. Ein weiterer Aspekt dieses Modells ist zudem die stochastische Berücksichtigung von Unsicherheiten.

Mittels einer mathematischen Modellierung von Wärmespeichern im Anlagenverbund virtueller Kraftwerke wurde ein bestehendes Bewertungsmodell virtueller Kraftwerke um eine derartige Speichertechnologie sowie um die Abbildung von Unsicherheiten erweitert. Im Rahmen des Modells wird mittels einer linearen, stochastischen Optimierung die optimale Betriebsführung der Anlagen eines Portfolios virtueller Kraftwerke ermittelt. Gleichzeitig wird das optimale Regelleistungsangebot des gesamten Anlagenverbundes bestimmt. Anhand dieses Verfahrens lassen sich Portfolios erwartete Deckungsbeiträge zuordnen.

Durch die Berücksichtigung von Unsicherheiten steigt die Komplexität des mathematischen Optimierungsproblems stark an. Um dieser Problematik zu begegnen, werden Verfahren angewandt, die das zweistufige mathematische Problem zerlegen. In diesem Zusammenhang wird ein problem-

spezifischer, genetischer Algorithmus entwickelt, der mittels effizienter Durchsuchung des Lösungsraumes bereits nach wenigen Iterationen gute Näherungen des optimalen Fahrplans bereitstellt. Im Anschluss wird der Ansatz Benders Dekompositionsverfahrens für das vorliegende zweistufige Optimierungsproblem adaptiert und angewendet. Dieses Verfahren ist in der Lage das Optimum zu ermitteln, jedoch benötigt es eine Vielzahl an Iterationen zur Auffindung der optimalen Lösung.

Aufbauend auf diesen beiden Verfahren zur Lösung des zweistufigen Optimierungsproblems, wird anschließend ein genetischer Hybrid-Algorithmus entwickelt. Dieser Algorithmus kombiniert gezielt den genetischen Algorithmus mit Benders Dekompositionsverfahren und vereint somit die spezifischen Vorteile der jeweiligen Verfahren. Dieser hybride Algorithmus weist gegenüber den nicht-kombinierten Varianten erhebliche Effizienzsteigerungen auf.

Abschließend wird anhand des erweiterten Modells zur Portfoliobewertung virtueller Kraftwerke eine multikriterielle Bewertung unter Hinzunahme stochastischer Größen, die unter der Berücksichtigung unterschiedlicher Informationslagen ermittelt werden, durchgeführt.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa, Dipl.-Ing. Stefan Krengel

Olluri, Liridon

Analyse und Implementierung eines Verfahrens zur kosteneffizienten Netzausbau-planung in Niederspannungsnetzen

In der vorliegenden Diplomarbeit wird ein Verfahren zur kosteneffizienten Netzausbau-planung in Niederspannungsnetzen vorgestellt. Bei gegebener Versorgungsaufgabe und unter Einhaltung der techni-

schen Randbedingungen, wie die Spannungsbandverletzung und die Betriebsmittelbelastbarkeit, ermittelt dieses Verfahren die kosteneffiziente Leitungsverlegung zur Netzverstärkung und Netzerweiterung, sowie den vorzunehmenden Einbau neuer Transformatoren. Zur Auswahl stehen drei verschiedene Leiterquerschnitte sowie drei unterschiedliche Leistungsübertragungsklassen für die Transformatoren. Des Weiteren steht der regelbare Ortsnetztransformator (RONT) als Alternative zum konventionellen Netzausbau zur Verfügung. Für den RONT sind die Lastschalterfunktion und die Spannungsmessung an der Sammelschiene, im Netz ab-gesetzt, sowie an jedem Netzknoten implementiert.

Das Verfahren wurde auf Basis eines memetischen Algorithmus entwickelt und um weitere Funktionen ergänzt. Der memetische Algorithmus, bestehend aus dem genetischen Algorithmus und der lokalen Suche nach der optimalen Lösung, wurde in der Entwicklungsumgebung von Matlab implementiert.

Die Validierungsergebnisse weisen die einwandfreie Funktionsweise des implementierten Algorithmus auf. Aus den Parameteruntersuchungen geht hervor, dass die Variation der Mutationsrate und die des Selektionsdrucks erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse haben können. Die lokale Suche nach einer besseren Lösung erwies sich als eine nutzwolle Funktion des entwickelten Verfahrens.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz, Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann

Rodin, Alexey

Entwicklung und Analyse von Betreibermodellen für effiziente kommunale Energieversorgungssysteme

Aufgrund der Liberalisierung von Strom- und Gasmärkte im Jahre 1998 stehen die Stadtwerke in Konkurrenz um die Endkunden. Um profitabel zu bleiben und sich gegen die immer wachsende Konkurrenz durchzusetzen, werden neue Strategien entwickelt.

Eine mögliche Strategie für die Stadtwerke ist der Wechsel von reinem Energieversorger zu dem Dienstleister. Das ermöglicht die Berücksichtigung von Kundenwünschen bezüglich der Nutzenergie. Durch diese Strategie wird das Einsparpotential ausgeschöpft.

Mit der einhergehenden Liberalisierung wurde die Gesetzeslage an die dezentralen Energieerzeuger angepasst. Die regulatorischen Rahmenbedingungen schaffen eine Plattform zum Ausbau von Wärmeerzeugungsanlagen, darunter auch BHKW.

Erst als Dienstleister wird dem Stadtwerk ermöglicht durch den Einsatz von BHKW den Gasabsatz um 40 % zu sichern. Der Einsatz von Stromwärmepumpe, Gaswärmepumpe, Pelletsheizung und Brennwertkessel ist aus der Endkundenperspektive am wirtschaftlichsten. Dabei ist das erstgenannte am kosteneffizientesten.

Betreuer: Dipl.-Ing. Stefan Krengel, Tobias Falke, M.Sc.

Vobis, Daniel

Untersuchung des Ausschaltvermögens alternativer Isoliergase in einem bewegten Schaltermodell

Die Diskussion um die Klimaschädlichkeit des heute eingesetzten Isolier- und Löschgases Schwefelhexafluorid (SF₆) sowie die Marktverfügbarkeit von ersten Substitutionslösungen stellen die Entwicklung von Hochspannungsleistungsschaltern vor neue Herausforderungen. Vorhergehende Unter-

suchungen haben gezeigt, dass eine Substitution von SF₆ nicht mit einer bloßen Erhöhung von Fülldruck und Isolationsabständen gleichzusetzen ist, sondern eine Optimierung des Leistungsschalters auf die physikalischen und thermodynamischen Eigenschaften des alternativen Löschgases hin, erforderlich ist. Die bisherigen Untersuchungen wurden dabei in Leistungsschaltermodellen mit feststehenden Kontakten durchgeführt und werden an einer bewegten Geometrie validiert.

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic,
Dipl.-Ing. Michael Weuffel

Wiesmann, Matthias

Untersuchung von Teilentladungen an Wassertropfen unter Mischbelastung

Nach aktuellem Kenntnisstand beeinflussen die als Tropfenkorona bezeichneten Entladungen die Oberfläche polymerer Silikon-Verbundisolatoren und führen damit zu einer beschleunigten Materialalterung. Daher behandelt die vorliegende Arbeit die Untersuchung sowie Bewertung von Teilentladungen an Wassertropfen. Dabei sollen Erkenntnisse über den Einfluss einer Mischfeldbelastung im Hinblick auf die Alterung polymerer Isoliersysteme gewonnen werden.

In experimentellen Untersuchungen werden die Einflüsse der Ausrichtung des elektrischen Feldes zur Isolatoroberfläche, der Zusammensetzung des Hintergrundfeldes aus Gleich- und Wechselfeldkomponente, des Tropfenvolumens und der Volumenleitfähigkeit der verwendeten Flüssigkeit auf verschiedenen Isolatormaterialien untersucht. Mit einem Teilentladungsmesssystem werden neben der Teilentladungseinsatzspannung auch die Impulsintensitäten, die Phasenlage in Bezug auf die Prüfwechselspannung sowie der zeitliche Verlauf der Teilentladungen untersucht. Durch

eine Verknüpfung dieser Daten mit den Aufnahmen der Tropfenbewegungen können Bezüge zu dem elektrodynamischen Verhalten des Tropfens im elektrischen Feld abgeleitet werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass es bei Ausbildung einer Wassertropfenkorona unter Mischfeldbelastung im Vergleich zu einer reinen Wechsel- oder Gleichspannungsbelastung zu einer Erhöhung der Teilentladungseinsatzspannung kommt. Die umgesetzte Gesamtladung ist aufgrund kleinerer Teilentladungsintensitäten und einem zügigen, selbstständig erfolgenden Teilentladungsaussatz im Misch- und Gleichfeld signifikant niedriger als im Wechselfeld. Die Auswertung der optischen Aufnahmen ergeben Unterschiede in der Frequenz und Geometrie sich einstellender Tropfenschwingungen in Abhängigkeit von der Feldzusammensetzung. Durch die Verknüpfung der Daten aus elektrischen Messungen und Videoaufnahmen können die unterschiedlichen Tropfenformen zum Zeitpunkt des Teilentladungseinsatzes als Ursache der feldabhängigen Einsatzspannungen identifiziert werden. Zudem werden Veränderungen der Tropfengeometrie als Erklärung der Unterschiede im zeitlichen Verlauf der Teilentladungsintensitäten erkannt.

Als zentrale Aussage der Untersuchungen resultiert, dass die Zusammensetzung eines elektrischen Feldes einen maßgeblichen Einfluss auf das elektrodynamische Verhalten von Flüssigkeitstropfen besitzt. Da die zu Tropfenkorona führenden Feldüberhöhungen im Umfeld des Tropfens von seiner Geometrie abhängen, ergeben sich feldabhängige Tropfenkorona. Die Ergebnisse dieser Arbeit legen nahe, dass Mischfeldbelastungen im Hinblick auf die Alterung polymerer Isoliersysteme als deutlich unkritischer angesehen werden können als bei einer reinen Wechselfeldbelastung.

Betreuer: Dipl.-Ing. Jens Knauel,
Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner

Masterarbeiten

Alnasary, Zayed

Wirtschaftlichkeitsbewertung von Kraftwerken in Europa mit Hilfe eines Modells zur Strommarktsimulation

Das Ziel der vorliegenden Masterarbeit ist die wirtschaftliche Bewertung von Kraftwerken und Speichern in Europa mit Hilfe eines existierenden Modells zur Strommarktsimulation. Hierzu erfolgt in einem ersten Schritt eine kurze Beschreibung des aktuellen Elektrizitätsmarkts sowie der relevanten Stromerzeugungstechnologien. Anschließend wird das verwendete Strommarktmodell beschrieben und im darauffolgenden Kapitel anhand realer Vergangenheitsdaten (Backtest 2012) validiert und parametrisiert. Der Fokus hierbei liegt auf dem deutschen Marktgebiet, da hierfür umfassende reale Daten vorliegen. Mit Hilfe der Validierung werden Schwächen sowie Grenzen des Modells aufgezeigt. Unterschiede lassen sich insbesondere hinsichtlich der mit dem Fundamentallmodell simulierten Spotpreise feststellen, da Preisspitzen und Täler nicht realistisch abgebildet werden. Daher erfolgt eine ex post Anpassung der Preise für die spätere Wirtschaftlichkeitsbewertung.

Anschließend werden zukünftige Szenarien definiert, die mit dem Strommarktmodell simuliert werden. Die vorliegende Arbeit orientiert sich an den Vorgaben des Netzentwicklungsplans 2013, sodass zwei Szenarien (Jahr 2023 und 2033) betrachtet werden. Die simulierten Kraftwerksfahrpläne und Spotpreise dienen als Inputdaten für die Wirtschaftlichkeitsbewertung. Für die Bewertung von Kraftwerken und Spei-

chern wird ein Tool entwickelt, mit welchem es möglich ist eine automatisierte Wirtschaftlichkeitsbewertung durchzuführen.

Die Modellergebnisse deuten darauf hin, dass lediglich Braunkohlekraftwerke ausreichende Deckungsbeiträge am aktuellen Strommarktdesign erwirtschaften können. Für Gaskraftwerke kann bei gleichbleibenden politischen Rahmenbedingungen sowohl heute als auch in Zukunft kein wirtschaftlicher Betrieb gewährleistet werden. Steinkohlekraftwerke werden in Zukunft aufgrund sinkender Benutzungsstunden und steigenden Kosten für CO₂-Zertifikate ebenfalls nicht wirtschaftlich betrieben werden können.

Die ermittelten Ergebnisse werden abschließend vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Debatte über alternative Vergütungsmechanismen diskutiert. Hierbei kann festgehalten werden, dass das aktuelle Strommarktdesign den wirtschaftlichen Betrieb einer konventionellen Erzeugungsanlage nicht gewährleisten kann und somit keine Investitionsanreize gegeben sind. Daher muss eine Erweiterung der aktuellen Vergütungsmechanismen in Betracht gezogen werden, damit die Versorgungssicherheit auch in Zukunft gewährleistet werden kann.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath,
Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay

Abhoff, Jonas

Entwicklung und Implementierung eines Dekompositionsansatzes zur Lösung des Netzausbauproblems für Mittel- und Niederspannungsnetze

Die zunehmende Integration von dezentralen Energiewandlungseinheiten in den Verteilungsnetzen erfordert einen Ausbau des elektrischen Energienetzes. Für einen kos-

tenminimalen Ausbau ist ein Umdenken in der heutigen Netzplanung notwendig, da insbesondere neue Netzbetriebsmittel bisher nur vereinzelt eingesetzt werden.

Eine gekoppelte Betrachtung von Mittel- und Niederspannungsnetzen ist notwendig um die gegenseitige Beeinflussung von Mittel- und Niederspannungsnetzen bestmöglich nachbilden zu können. Mit der gekoppelten Betrachtung von Mittel- und Niederspannungsnetzen zusammen mit neuen Netzbetriebsmitteln wird das kombinatorische Netzausbauproblem vergrößert. Aus diesem Grund ist es notwendig geeignete Modelle zu entwickeln, um eine kostenminimale Netzausbauplanung durchführen zu können.

Die Aufteilung des gesamten Mittelspannungsnetzes (gekoppelt mit den unterlagerten Niederspannungsnetzen) in unabhängige Teilnetze reduziert das kombinatorische Problem. Zusammen mit der Betrachtung von lediglich technisch und wirtschaftlich relevanten Netzausbaumaßnahmen kann das kombinatorische Problem weiter eingeschränkt werden. Das entwickelte Modell zur Dekomposition teilt das Netz in unabhängige Teilnetze auf. Unabhängig bedeutet in diesem Zusammenhang, dass Netzausbaumaßnahmen in einem Teilnetz einen zu vernachlässigenden Einfluss auf die Leistungsflüsse in den anderen Teilnetzen haben. Der Einfluss der Leistungsflüsse der Teilnetze, die bereits im gesamten Netz bestehen, wird mit einer entwickelten Randnetzmodellierung berücksichtigt. Damit kann eine Netzausbauplanung mit bestehenden Optimierungsalgorithmen durchgeführt werden.

Es wird gezeigt, dass mit einer Dekomposition des Netzes ein Netzausbau bestimmt werden kann. Ohne eine Dekomposition kann eine Lösung nicht durchgängig garantiert werden. Außerdem waren alle, mit einem genetischen Algorithmus bestimm-

ten, Netzausbaumaßnahmen wesentlich höher, als mit der Dekompositionsmethode. Mit steigender Anzahl an Netzausbaumaßnahmen kann ohne eine Dekomposition ein kostenminimaler Netzausbau, in vertretbarer Rechenzeit, nicht garantiert werden. Die Dekomposition eines Netzes ist unabhängig von einem Optimierungsalgorithmus und von der Netzgröße.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz, Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Markus Gödde, Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann

Bechmann, Mario

Entwicklung und Analyse eines Faltungsverfahrens zur Verteilungsnetzbewertung im Rahmen der probabilistischen Leistungsflussrechnung

Die Integration erneuerbarer Energien führt über das stochastische Einspeiseverhalten der Anlagentypen und über Anzahl und Position zukünftiger Anlagen zu Unsicherheiten, die bei der Bewertung des Netzzustandes der Verteilungsnetze berücksichtigt werden müssen. Mit probabilistischen Verfahren, zu denen auch das Faltungsverfahren zählt, kann die Netzbewertung unter Unsicherheit durchgeführt werden.

Über die stochastische und statistische Modellierung der Energiewandlungseinheiten können Leistungsverteilungen an den Netzzanschlusspunkten erzeugt werden, die über eine Faltung in Verteilungen der Spannungen, Betriebsmittelauslastungen und Wirkverluste von Verteilungsnetzen umgewandelt werden können. Neben den Leistungsverteilungen dezentraler Erzeugungsanlagen werden die Leistungsverteilungen von Haushalten, gewerblichen und landwirtschaftlichen Betrieben, sowie von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen ermittelt. Es wird nachgewiesen, dass Korrelationen zwischen Energiewandlungseinheiten den Netzzustand beeinträchtigen

können. Mithilfe einer Erweiterung des Faltungsverfahrens können sowohl diese Korrelationen als auch lineare Zusammenhänge zwischen Wirk- und Blindleistung berücksichtigt werden.

Für die Faltung müssen die Leistungsflussgleichungen in einem Arbeitspunkt linearisiert werden. Durch die Wahl mehrerer Arbeitspunkte wird die Genauigkeit der Ergebnisse erhöht. Da für jede Ausgangsgröße eine separate Faltung durchgeführt werden muss, können durch eine Vorausswahl von Ausgangsgrößen Rechenaufwand und Datenvolumen reduziert werden. Das Faltungsverfahren ist zeitpunktbezogen. Unter der Vernachlässigung temporärer Kopplungen können durch die Berechnung mehrerer Zeitpunkte Netzbewertungen für einen Zeitraum durchgeführt werden. Mit der Auswahl von Tagen, die einen Zeitraum repräsentieren, wird die Anzahl der betrachteten Zeitpunkte reduziert.

Mit dem Faltungsverfahren ist die Berücksichtigung beliebiger Durchdringungsraten und Anlagenverteilungen möglich. Eine Analyse der Photovoltaik-Anlagenverteilung zeigt, dass die Betrachtung der durchschnittlichen Anlagengröße nicht ausreicht, um den Netzzustand abzubilden. Die Berechnung von Verteilungen im Faltungsverfahren erhöht die Aussagekraft der Ausgangsgrößen, da insbesondere bei steigender Photovoltaik-Anlagen-Durchdringung eine hohe Sensitivität der Quantile festzustellen ist.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Markus Gödde,
Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Brandt, Stephan

Aufbau eines VSC-HVDC Modells zur Durchführung transienter Stabilitätsuntersuchungen von hybriden Übertragungsnetzen

Im Rahmen der Energiewende hat die Integration von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) zunehmend an Bedeutung gewonnen. Hierbei sind in der Vergangenheit verstärkt stationäre Analysen zur Lösung der Transportaufgabe durchgeführt worden. Für den sicheren Betrieb solcher Systeme sind diese Untersuchungen jedoch nicht ausreichend. Neben dem Normalbetrieb muss sichergestellt werden, dass auch der fehlerhafte Netzbetrieb beherrscht wird. Hierfür ist die Analyse des dynamischen Verhaltens sowie die Identifikation geeigneter Betriebsstrategien erforderlich.

Diese Thesis behandelt die Modellierung von HGÜ-Systemen auf Basis spannungsführter Umrichter sowie die Auswirkungen der Integration auf die transiente Stabilität hybrider Übertragungsnetze. Unter Berücksichtigung der Anforderungen an Modelle für transiente Systemanalysen wird ein entsprechendes HGÜ-Modell entworfen, welches durch geeignete Parametrierung unabhängig der Umrichtertopologien eingesetzt werden kann. Maßgeblichen Einfluss auf das dynamische Verhalten des Modells hat die implementierte Regelung. Dabei wird die Vektorregelung verwendet, die zur Zeit in der Praxis hauptsächlich für spannungsführten Umrichtertechnologien eingesetzt wird. Eine Optimierung der Regler-Parametrierung wird anhand klassischer Verfahren der Regelungstheorie durchgeführt. Zusätzlich werden weitere Modelle für die Nachbildung der Komponenten des Übertragungssystems (Generatoren, Spannungsregler, Drehzahlregler) implementiert und in geeignete Testnetze (IEEE 9 Bus-System, IEEE 39 Bus-System) integriert. Das Verhalten der entwickelten Modelle wird mit Hilfe der rechnergestützten Netzberechnungssoftware PowerFactory der Firma DigSILENT validiert. Anschließend werden transiente Stabilitätsuntersuchungen in hybriden Net-

zen durchgeführt. Dabei stellt sich heraus, dass die Umrichter einen nicht unerheblichen Einfluss auf das Systemverhalten bzw. die transiente Stabilität haben. Hierbei zeigen sich signifikante Abhängigkeiten von der Regelungsstrategie, dem Fehlerort sowie der Netztopologie. Die AC-Spannungsregelung stellt sich für die Systemstabilität tendenziell positiver heraus als die reine Blindleistungsregelung an den Umrichtern. Der Einfluss von unterschiedlichen Strombegrenzungsstrategien ist weniger signifikant. In geprüften Testszenarien konnte häufig eine Verbesserung der transienten Stabilität durch die Integration von HGÜ-Systemen festgestellt werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs, Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder, Dipl.-Ing. Cora Petino

Echternacht, Laura Martina

Szenariobasierte Ökobilanzierung des deutschen Fahrzeugbestands mit dem Fokus auf Elektromobilität

Bis 2020 soll Deutschland als Leitmarkt für Elektromobilität etabliert sein und eine Million Elektrofahrzeuge auf den deutschen Straßen fahren. Dieses Ziel wurde 2009 im „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung“ ausgerufen. Doch wie wirkt sich eine solche Umstrukturierung des deutschen Fahrzeugbestands auf die Umwelt aus?

In dieser Arbeit wird eine szenariobasierte Ökobilanzierung der (zukünftigen) deutschen Fahrzeugflotte durchgeführt, um eben diese Veränderungen abschätzen zu können. Dazu werden konventionell mit Verbrennungsmotoren angetriebene Automobile sowie verschiedene batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und Plug-in Hybridfahrzeuge (PHEV) modelliert. Anschließend werden vier mögliche Flottenentwicklungen und einige technologische Entwick-

lungspfade abgeschätzt. Aus diesen werden drei Szenarien zusammengestellt, für welche die Gesamtökobilanz berechnet und analysiert wird.

Ein Fokus bei der Bewertung der Umwelteinflüsse liegt auf dem Treibhauspotential (GWP), welches in Kohlenstoffdioxid-Äquivalenten angegeben wird. Die Lebenszyklusanalyse ergibt, dass bei allen Fahrzeugtypen die meisten Emissionen während der Nutzungsphase entstehen. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bestätigen diese Erkenntnis, da für BEV und PHEV die Verbrauchsminderung und die Änderung des Strommix hin zu einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien besonders wichtig für die Senkung des GWP sind.

Ein abschließendes Ergebnis der szenariobasierten Ökobilanzierung kann nur für jede Wirkungskategorie einzeln aufgeführt werden, da sie teilweise konträr sind und nicht direkt verrechnet werden können. Je mehr Elektrofahrzeuge im Fahrzeugbestand vorhanden sind, desto geringer sind die Emissionen, die der Wirkungskategorie GWP zugerechnet werden. In anderen Kategorien, wie Human- oder Ökotoxizität steigen die Emissionen mit zunehmender Anzahl an Elektrofahrzeugen hingegen an.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz

Ehlers, Timo

Optimale Standortbestimmung und Dimensionierung von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität im Rahmen eines Smart Grids

Gemäß der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) muss die Ladeinfrastruktur für Elektromobilität synchron zu der wachsenden Anzahl von Elektrofahrzeugen ausgebracht und zu den volkswirtschaftlich geringstmöglichen Kosten bereitgestellt

werden. Dies stellt eine besondere Herausforderung dar, da sich verschiedene Zielkriterien, wie z.B. eine gute Erreichbarkeit der Ladesäulen und minimale Investitionskosten, größtenteils widersprechen. Ziel der vorliegenden Masterarbeit ist daher die Entwicklung eines geeigneten Algorithmus zur optimalen Standortbestimmung und Dimensionierung von Ladeinfrastruktur, der eine multikriterielle Bewertung der zugrundeliegenden Fragestellung erlaubt.

Zur Lösung des Problems wird ein multikriterieller genetischer Algorithmus entwickelt. Jedes Individuum entspricht einer möglichen Ausbringung von Ladestationen und wird auf Basis von simulierten Ladevorgängen bewertet. Um diese realitätsnah abzubilden, wird den Fahrern von Elektrofahrzeugen ein intelligentes Entscheidungsverhalten implementiert. In die Bewertung gehen ausschließlich Ladepunkte mit ein, die während der Simulation tatsächlich genutzt werden. Sollte das zugrundeliegende Chromosom überflüssige Ladepunkte repräsentieren, so wird es entsprechend berichtigt. Aufgrund dieses Vorgehens wird eine problemspezifische Anpassung der Mutationsfunktion notwendig, damit eine möglichst weiträumige Durchsuchung des Lösungsraums gewährleistet wird. Das Ergebnis des Algorithmus stellt einen Satz gleichwertiger Individuen dar, weswegen die Auswahl einer finalen Lösung letztendlich durch den Anwender erfolgen muss.

Der Algorithmus wurde basierend auf einem existierenden Verkehrsmodell für das in den Niederlanden liegende Untersuchungsgebiet Alemlo ausgeführt. In der gewählten Lösung, deren Zielkriterien die Minimierung von Investitionskosten und der durchschnittlichen Entfernung zwischen Zielort und Ladestation sind, werden insgesamt 0,35 Ladepunkte pro Elektrofahrzeug errichtet. Dies stellt im Vergleich

zu den Schätzungen der NPE, die von einem Bedarf von 0,95 Ladepunkten pro Elektrofahrzeug ausgeht, eine geringe Anzahl dar. Auffällig ist, dass die Anzahl öffentlicher und halb-öffentlicher Ladepunkte mit 0,15, respektive 0,16 Ladepunkten pro Elektrofahrzeug sehr ähnlich ist, der Bedarf privater Ladepunkte bei der NPE aber deutlich höher eingeschätzt wird. Dies zeigt, dass eine sinnvolle Planung der Ladeinfrastruktur zu erheblichen gesamtwirtschaftlichen Einsparungen führen kann.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Strobach, Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann

Engelen, Christoph

Bewertung der Lebensdauerberechnung und Weiterentwicklung der thermischen Modellierung von Ortsnetztransformatoren

Die ca. 560.000 Verteilungstransformatoren der Bundesrepublik Deutschland werden im Jahresmittel nur schwach belastet. Durch den Ausbau fluktuierender Einspeiseanlagen auf der Niederspannungsebene kann sich dies in den nächsten Jahren ändern. Die Alterung der Transformatoren ist temperatur- und damit belastungsabhängig. Zur Abschätzung dieser Alterung sind thermische Transformator- sowie Alterungsmodelle nötig. Diese sind für Leistungstransformatoren Stand der Technik, müssen aber für die Anwendung auf Verteilungstransformatoren gezielt angepasst werden.

Zielsetzung der Arbeit ist die Validierung und Erweiterung bestehender thermischer Modelle für Verteilungstransformatoren. Es müssen sowohl freistehende als auch in Stationsgehäusen installierte Verteilungstransformatoren berücksichtigt werden können. Dazu werden drei Modellansätze für Leistungstransformatoren vorgestellt, die um entsprechende Stationsmodelle

erweitert werden. Insgesamt wird auf diese Weise den Besonderheiten des Verteilungstransformators (Kühlungsart, Aufstellungs-ort) Rechnung getragen. Die Modelle werden um den Einfluss der Kühlrippen und der Wärmestrahlung erweitert. Zudem werden gängige Alterungsmodelle untersucht.

Zur Validierung der Modelle werden die Simulationsergebnisse anhand von Messdaten der zuvor durchgeführten Versuchsreihen ausgewertet. Untersucht wird das thermische Verhalten auf Lastsprünge sowie auf ein stark dynamisches Photovoltaik Einspeiseprofil. Die Ergebnisse zeigen, dass die Temperaturverläufe gut nachgebildet werden können, wobei diese für Spitzenlasten teils überschätzt werden. Zudem sind die Modelle auch für hochvolatile Lastgänge anwendbar, wie die Auswertung des PV Versuchs ergibt. Ferner wird der Einfluss des Stationsgehäuses untersucht. Dieser führt je nach verwendetem Modell zu einer deutlichen Verschlechterung der Ergebnisse. Die erarbeiteten Ansätze der Kühlrippen- und Wärmestrahlungsmodellierung werden validiert. Die Untersuchung der Alterungsmodelle zeigt, abhängig vom eingesetzten thermischen Modell, starke Schwankungen bei der Berechnung des Lebensdauerverbrauchs.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing.
Michael Andres

Erlinghagen, Philipp

Spannungsregler für australische Verteilungsnetze – technischer Vergleich und Marktpotenziale

Der in Australien beschleunigte Ausbau dezentraler Energieerzeugungseinheiten – insbesondere privater Photovoltaik (PV)-Anlagen – führt zu zunehmenden Problemen hinsichtlich der Einhaltung des zuläs-

sigen Spannungsbandes im Verteilungsnetz. Im

Rahmen dieser Arbeit werden die innerhalb der Maschinenfabrik Reinhausen (MR) verfügbaren Technologien zur Spannungsregelung anhand ihrer technischen Effektivität in Niederspannungsverteilungsnetzen untersucht: der regelbare Ortsnetztransformator (RONT) sowie die Blindleistungskompensation (BLK). Darüber hinaus wird das Marktpotenzial beider Betriebsmittel für den australischen Markt evaluiert.

Ferner werden neuartige Regelungskonzepte für die Betriebsmittel im Einzelnen sowie für deren Kombination entwickelt und anhand von Simulationsergebnissen bewertet. Hierzu wird das Linear Programming Alternating Current (LPAC)-Verfahren weiterentwickelt, um die Anwendbarkeit des Verfahrens auf Verteilungsnetze zu ermöglichen. Das Verfahren erlaubt die Optimierung von Betriebspunkten, mit deren Hilfe die entwickelten Regelungskonzepte bewertet werden können. Zu diesem Zweck werden Regelungsziele definiert: Das Primärziel stellt die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes sicher. Die Sekundärziele sollen darüber hinaus eine Optimierung des RONTs hinsichtlich der Lebensdauer sowie eine betriebliche Optimierung des Verteilungsnetzes durch eine Spannungszentrierung gewährleisten.

Nach einer Kategorisierung der betrachteten Netze konnten – je nach Höhe der Spannungsprobleme – Regelungsansätze für den RONT identifiziert werden, welche sowohl eine wirtschaftliche als auch praktikable Lösung darstellen, insofern die Parametrierung der Betriebsmittel mit Bedacht gewählt wird: Sowohl die Sammelschienenregelung als auch die abgesetzte Sensorik konnten in Abhängigkeit der Spannungsprobleme als zielführend identifiziert werden. Wird eine weitere Steigerung der Spannungszentrierung angestrebt,

so ist die Regelung mithilfe der Lookup Table empfehlenswert. Die BLK-Anlage war aus technischer Sicht dem RONT in den betrachteten Netzen und Szenarien unterlegen. Im gleichen Untersuchungsrahmen konnte auch die kombinierte Spannungsregelung nicht alle Spannungsprobleme in Gänze lösen.

Eine vergleichende Betrachtung des ursprünglichen und des im Rahmen dieser Arbeit erweiterten LPAC-Verfahrens kommt zu dem Ergebnis, dass das ursprüngliche Verfahren durch eine erhebliche Steigerung der Lösungsgüte zielführend erweitert werden konnte.

Hinsichtlich des Marktpotenzials in Australien wurde – konservativ geschätzt – eine Anzahl von ungefähr 18.000 absetzbaren RONT-Einheiten und 200 BLK-Einheiten zum jetzigen Zeitpunkt identifiziert. Bis zum Jahr 2031 wird eine Verdoppelung der absetzbaren Spannungsregler prognostiziert.

Betreuer: Dr.-Ing. Thomas Smolka, Dipl.-Ing. Claas Matrose

Feustel, Felix

Anwendbarkeitsuntersuchung von CFD-Simulationen für Ortsnetzstationen

Numerische Strömungssimulationen finden seit Jahren verstärkt Eingang in die Untersuchung verschiedener technisch-physikalischer Fragestellungen. Neue Fragen in der Elektrizitätsversorgung, wie eine sich verändernde Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur mit in Zukunft absehbar stärkerer Belastung von Verteilungstransformatoren durch Einspeisung dezentraler Erzeugungseinheiten, führen zu einem steigenden Forschungsinteresse für Methoden zur Optimierung der Stationslüftung von Ortsnetzstationen.

Ziel der Arbeit ist daher die Analyse der Anwendbarkeit von numerischen Strömungssimulationen auf Ortsnetzstationen. Dafür wird ein Modell für die CFD-Simulation einer Ortsnetzstation entwickelt, das auf der Theorie der thermischen Modellierung von Netzstationen und Verteilungstransformatoren, der Strömungs- und Wärmelehre, sowie der numerischen Strömungssimulation aufbaut.

Ausgehend von einer Analyse der Energiebilanz wird eine Methode vorgestellt, um die Abströmgeschwindigkeit und den Gitterwiderstand der Netzstation im Vorfeld analytisch zu berechnen. Außerdem werden die Fragen der Modellierung von turbulenten Strömungen und von Volumenkräften untersucht. Es wird die Frage erörtert, wie Strömungsränder, die Temperaturverteilung im Transformator, der Wärmestrom durch die Wände des Stationsgebäudes, sowie die Strömung im Nahfeld der Festkörperränder simuliert werden können. Für die Modellbildung wird ein vorhandenes CAD-Modell einer Ortsnetzstation angepasst, integriert und unter Ermittlung entsprechender Startbedingungen als CFD-Simulation in COMSOL Multiphysics implementiert.

Eine Modellvalidierung und Anwendbarkeitsanalyse erfolgt anhand von Vergleichsmessungen und Sensitivitätsanalysen. Durch die Analyse der Temperaturverteilung und des Strömungsverhaltens in der Ortsnetzstation kann eine grundlegende Korrektheit des Modells belegt werden. Weiterführende Fragen zur Anwendbarkeit werden durch simulative Untersuchungen behandelt. Die Anwendbarkeitsanalyse kommt zu dem Schluss, dass numerische Strömungssimulationen ein geeignetes Mittel sein können, um technische Fragestellungen in Ortsnetzstationen zu untersuchen.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing.
Michael Andres

Forschelen, Martin

Untersuchung des Einflusses der Kontaktbewegung auf das Ausschaltvermögen alternativer Löschgase in einem Leistungsschaltermodell

Im Rahmen der Diskussion um den Klimawandel werden auch Substitutionslösungen für das klimaschädliche Isolier- und Löschgas Schwefelhexafluorid (SF_6) gesucht. Zum Einsatz dieser alternativen Löschgase in Leistungsschaltern ist eine Anpassung der Schaltkammergeometrie an die physikalischen Eigenschaften des Löschgases, z.B. an die Dichte und die daraus resultierende Strömungsgeschwindigkeit des Gases, notwendig, um eine optimale Ausschaltleistung zu erzielen. Die Untersuchungen werden dabei an Leistungsschaltermodellen mit feststehenden Kontakten und mit bewegtem Kontaktsystem durchgeführt und verglichen.

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic,
Dipl.-Ing. Michael Weuffel

Frechen, Henning

Untersuchungen zu Störeinflüssen auf die Messung der Leitertemperatur mittels Ultraschall

Der Ausbau der Stromnetze im Zuge der Energiewende wird mit steigendem Anteil durch VPE-isolierte Erdkabel realisiert, da diese beispielsweise eine höhere gesellschaftliche Akzeptanz als Freileitungen finden. Dabei werden höchste Anforderungen an die Qualität und Lebensdauer der Energiekabel gestellt, um eine wirtschaftliche und sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten. Zur Qualitätssicherung und zum Monitoring der komplexen

chemischen Prozesse während der Produktion kann Ultraschallmesstechnik eingesetzt werden, womit die innere Grenzfläche zwischen VPE und innerer Leitschicht überwacht wird. Dabei wird das temperaturabhängige Reflexionsverhalten der Grenzfläche untersucht, um die Leitertemperatur als prozessrelevanten Parameter zu bestimmen.

In der vorliegenden Arbeit werden die verschiedenen Störeinflüsse auf eine Ultraschallmessung des Reflexionsfaktors an der Leitschicht untersucht. Messtechnisch wird der Reflexionsfaktor aus dem Verhältnis der Schalldruckamplituden von Grenzflächenreflexion zu Leiterreflexion ermittelt, wobei die Leiterreflexion durch den Einfluss des Leitschichtmaterials verfälscht wird. Zur Kompensation des Einflusses der Leitschicht werden in einem ersten Schritt die akustischen Eigenschaften von synthetisch hergestelltem Leitschichtmaterial gemessen und ausgewertet. Die akustische Dämpfung des Leitschichtmaterials zeigt ein temperaturabhängiges und durch Streuung an inneren Korngrenzen des Füllmaterials bestimmtes frequenzabhängiges Verhalten, wobei der Dämpfungskoeffizient um den Faktor 2 bis 3 größer ist als bei VPE.

Zusätzlich beeinflussen die Kabel- und Leitergeometrie sowie die Bewegung des Kabels während der Produktion die Messergebnisse. Zur Modellierung dieser Einflüsse werden Hoch- und Mittelspannungskabeladern mit massiven, verseilten und Milliken-Leitern untersucht. Für den Einfluss der Kabelgeometrie wird ein Korrekturfaktor entwickelt, der mit Hilfe einer zweidimensionalen Betrachtung des Schallfeldes im Kabel berechnet wird. Der Einfluss der Leiterbauart und der Bewegung des Kabels während der Produktion wird durch eine geeignete Messpositionswahl und Mittelwertbildung eliminiert.

Der Vergleich der kompensierten Reflexionsfaktoren mit dem in früheren Arbeiten entwickelten theoretischen Modell zeigt deutliche Abweichungen für Temperaturen größer 75 °C. Für die Abweichungen werden zwei unterschiedliche Erklärungen gefunden. Einerseits zeigt die Betrachtung der thermischen Eigenschaften von VPE, dass VPE bei hohen Temperaturen bezüglich der thermischen Materialkennwerte ein nichtlineares Verhalten aufweist, womit die Vermutung, dass ein nichtlineares akustisches Verhalten vorliegt, bestärkt wird. Andererseits wird gezeigt, dass die in früheren Arbeiten verwendete lineare Modellierung der Schallgeschwindigkeit der Leitschicht durch ein quadratisches Modell beschrieben wird, wodurch sich ein neuer Modellverlauf für den Reflexionsfaktor an der Grenzfläche von VPE zu Leitschicht ergibt.

Betreuer: Dr.-Ing. Gregor Brammer

Friedrich, Maximilian

Untersuchung der Interaktion zwischen Lichtbogen und Löschgas in Isolierstoffdüsen

Die Optimierung der heute vorherrschenden SF₆-Schalttechnologie sowie die Adaption von Leistungsschaltern für den Einsatz von alternativen Löschgasen wie z.B. CO₂ erfordern detaillierte Kenntnisse über den Abschaltvorgang im Leistungsschalter. Hierzu ist ein messtechnischer Zugriff auf physikalische Größen, d.h. auf Temperatur und Dichte, im Düsensystem notwendig. Diese Größen sind unter anderem durch optische Messverfahren zugänglich. Für ein tiefgreifendes physikalisches Verständnis ist eine quantitative Analyse der Ergebnisse der optischen Untersuchungen notwendig. Die Interaktion zwischen Lichtbogen und Löschgas wird anhand von Temperatur- und Dichteverläufen, die aus den Messun-

gen mit einem optischen Messverfahren gewonnen werden, untersucht und die wirksamen Kühlmechanismen bewertet.

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic

Gargallo Garcia, Hector

Analyse und Bewertung von Netzreduktionsmethoden zur Netzzustandsbestimmung im Verteilungsnetz

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer, Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Giering, Ina

Bewertung innovativer Netzausbaumaßnahmen im Kontext der Anreizregulierung

Die Einführung von Erlösobergrenzen durch die Anreizregulierung erhöht den Kostendruck auf Netzbetreiber und steht ihrem unternehmerischen Gewinnmaximierungskalkül entgegen. Zusätzlich sehen sich Netzbetreiber einem komplexen Geflecht aus wirtschaftspolitisch motivierten Effizienzzielen, strukturellen Veränderungen und technischem Fortschritt gegenüber. Bedingt durch die Energiewende besteht schon heute ein hoher Ausbau- und Umstrukturierungsbedarf elektrischer Netze auf Verteilungsnetzebene. Eine zentrale Rolle können dabei innovative Entwicklungen wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder der Aufbau einer intelligenten Netzstruktur spielen. Ein Problem ist der Zielkonflikt aus effizienten Kostenstrukturen und angemessener Rendite für Investitionen. Durch die regulatorische Gleichbehandlung aller Kosten, ist die Anreizwirkung auf innovativ geprägte Investitionen fraglich.

Die Modellierung regulatorischer Erlöse von isolierten Investitionsprojekten ist Gegenstand des Einzelinvestitionsmodells dieser Arbeit. Ein Vergleich von klassi-

schen und innovativen Netzausbaumaßnahmen erfolgt auf Basis investitionstheoretischer Bewertungsgrößen wie dem internen Zinsfuß als Renditemaßstab und dem Kapitalwert als Maßstab des Vermögenszuwachses. Aus den Betrachtungen geht keine absolute wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit hervor. Der direkte ökonomische und technische Vergleich zeigt, dass sowohl der klassische Kabelneubau als auch der Austausch des konventionellen Ortsnetztransformators durch einen regelbaren attraktiv sind.

Im Netzbetreibermodell wird die Betrachtung auf ein gesamtes Netz ausgeweitet. Dabei werden Erlöse aus Bestandsanlagen in die Untersuchung aufgenommen. Über Szenarioanalysen zum Ersatz- und Erweiterungsverhalten ergibt sich ein Gesamtbild eines Netzbetreibers im Kontext der Anreizregulierung. Als Vergleichsgröße wird die jährliche Eigenkapitalrendite über den gesamten Betrachtungszeitraum herangezogen. Innovativ geprägte Szenarien führen im Verhältnis zum gewählten Basisszenario zu einer verbesserten Eigenkapitalrendite. Kurzfristig weist nahezu jedes Szenario negative Renditeverläufe auf. Langfristig sind positive Renditen zu erkennen.

Mit den Modellen wird gezeigt, dass wirtschaftliche Investitionsanreize bislang nicht ausreichen, um eine auskömmliche Rendite zu gewährleisten. Des Weiteren können Investitionen in Innovationen technisch und wirtschaftlich gegenüber klassischem Netzausbau attraktiv sein.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing.
Michael Andres

Guo, Simon

Entwicklung ökologischer Ladestrategien für Elektrofahrzeuge zur Integration erneuerbarer Energien

Die Einbindung von erneuerbaren Energien stellt das Energieversorgungsnetz vor neue Herausforderungen wie der nachfrageunabhängigen Stromerzeugung. Diese Problematik kann durch einen höheren Einsatz von elektrischen Energiespeichersystemen abgemildert werden. Diese benötigte Energiespeicherkapazität kann nicht nur wie bisher größtenteils durch stationäre Speicher sondern auch durch dezentrale Batteriespeicher, wie etwa Elektrofahrzeuge, bereitgestellt werden. Durch das im „nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“ der Bundesregierung ausgerufene Ziel, Deutschland soll ein Leitmarkt für Elektromobilität werden, ergibt sich eine große Chance, diese Flotte an Elektrofahrzeugen als zusätzliche Stromspeicher zu nutzen, wodurch die Notwendigkeit zu teuren Neubau stationärer Batteriespeicher reduziert werden könnte.

Im Rahmen dieser Masterarbeit werden Ladestrategien von Elektrofahrzeugen hinsichtlich ihrer technischen und ökologischen Auswirkungen im elektrischen Energieversorgungssystem untersucht. Das Ziel der Arbeit ist die Aufzeigung der Auswirkungen verschiedener Einflussparameter auf das Ladeverhalten hinsichtlich ihrer Einflusshöhe und ökologischen Auswirkungen sowie daraus resultierende Ladeszenarien.

Dafür wird ein Modell entwickelt, welches basierend auf realen Fahrzeugdaten die Aggregation einzelner Fahrprofile zu einer Fahrzeugflotte ermöglicht und die resultierende, verfügbare Speicherkapazität ermittelt. Diese Kapazität wird zur Integration für verschiedene Elektrofahrzeugdurchdringungen in Abhängigkeit der aufgezeigten Parameter und der gewählten Ladeszenarien integriert. Der jeweils daraus resultierende Ausstoß an CO₂ Emissionen des Gesamtsystems wird analysiert und die Veränderung in Bezug auf die Kraft-

werkseinsatzplanung im Vergleich zum ungesteuerten Ladeverhalten der Fahrzeuge bewertet.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz, M.Sc. Thomas Pollok

Hauch, Philipp

Analyse des Einflusses der Bauform von Vakuum-Schaltkammern auf ein Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern

Im Bereich der Mittelspannungstechnik hat die Vakuumschalttechnik in den vergangenen Jahrzehnten andere Schaltprinzipien nahezu vollständig verdrängt. Für die Betreiber der Schaltanlagen ist eine Zustandsbewertung der Vakuumschalter im Hinblick auf ein optimales Asset Management unerlässlich, jedoch können bestehende Prüfverfahren hierzu nur unzureichende Aussagen liefern. Mit Hilfe eines am IFHT entwickelten Prüfverfahrens ist eine hinreichend genaue Zustandsbewertung der Vakuumschaltkammer möglich. Der festgestellte Einfluss der Bauform der Schaltkammern auf Messungen zu dieser Zustandsbewertung soll im Rahmen dieser Arbeit im Detail experimentell und simulativ untersucht werden. Hierzu werden eine Modellanordnung als Nachbildung realer Vakuumschaltkammern betrachtet und ein bestehendes theoretisches Modell als Grundlage genutzt.

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff,
Dipl.-Ing. Michael Weuffel

Haverkamp, Simon

Modellierung der Betriebsführung elektrischer Übertragungsnetze zur Gegenüberstellung von Netzausbau und Engpassmanagement

Durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien wird der zuverlässige Betrieb von Übertragungsnetzen zu einer zunehmenden Herausforderung. Dabei haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) unterschiedliche Möglichkeiten auf kritische Situationen zu reagieren. So kann die Netzeinspeisung in Form von Redispatch bzw. Einspeisemanagement oder die Netztopologie verändert werden. Darüber hinaus können der Einsatz von leistungsflusssteuernden Elementen (FACTS), Steuerung von HVDC-Leitungen und der langfristige Ausbau des Netzes, die Einhaltung der Sicherheits- und Stabilitätskriterien gewährleisten. Um diese Maßnahmen bewerten zu können, ist eine möglichst realistische Abbildung der Netzbetriebsführung von besonderer Bedeutung.

In der vorliegenden Arbeit wird dazu ein Modell entwickelt, das es ermöglicht, den kostengünstigsten Betriebspunkt des Gesamtsystems zu ermitteln, der alle Anforderungen an die Sicherheit erfüllt. Dabei liegt der Fokus insbesondere auf der Einhaltung des n-1 Kriteriums. Zur Berechnung dieses Kraftwerksfahrplans wird die Methodik der optimierten Lastflussrechnung eingesetzt.

Darüber hinaus lässt sich der Bedarf von Eingriffen in die Erzeugung, also der Redispatch für gegebene Situationen, ermitteln. Somit kann ein konsequentes Erzeugungsmanagement, Netzausbauszenarien gegenüber gestellt werden. Dies wird abschließend für beispielhafte Szenarien durchgeführt.

Betreuer: Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer

Hecht, Claudia

Identifikation und Bewertung geeigneter Modelle zur Abbildung von Windparks in Studien zur transienten Stabilität ausgedehnter Elektrizitätsnetze

Im Zuge der europäischen Klimaschutzziele wird der konventionelle Kraftwerkspark verstärkt durch volatile und vielfach lastferne Einspeisung regenerativer Energien substituiert. Besonderes Augenmerk gilt dabei dem rasant zunehmenden Ausbau von Windparks und deren Verhalten am Netz.

Folglich ist eine genaue Beschreibung von Windparks in Netzstabilitätsstudien von entscheidender Bedeutung. Um das Systemverhalten der Windparks und deren Auswirkungen auf das Übertragungsnetz zu analysieren, werden adäquate Simulationsmodelle benötigt. Allerdings ist aus Systemsicht eine detailgenaue Abbildung der einzelnen Windparks aufgrund der resultierenden Komplexität und dem hohen Rechenaufwand bei Berücksichtigung der Einzelanlagen nicht zielführend. Demzufolge werden Ansätze zur Aggregation von einzelnen Windparks, sowie Simplifikationsmethoden von mehreren Windparks benötigt, um insbesondere bei dynamischen Stabilitätsbetrachtungen den Einfluss der Windparks sowohl am Netzverknüpfungspunkt (NVP) als auch in übergeordneten Netzebenen zu quantifizieren.

Im Rahmen dieser Arbeit wird zunächst durch Parameterstudien der Einfluss der Windparks auf das Übertragungsnetz untersucht, anhand derer die sensitivsten Einflussparameter der Windparks auf die transiente Stabilität identifiziert werden. Dazu werden vorab reale Anlagendaten in Deutschland ausgewertet und repräsentative Konstellationen von Windparks in der Analyse als aggregierte Windparks am NVP integriert. Die resultierenden Ungenauigkeiten der Aggregationen lassen sich somit im systemischen Kontext mit Ihrer Einwirkung auf die relevanten Indikatoren studieren, sodass Erkenntnisse zur erforderlichen Abbildungsgenauigkeit auf Windparkebene abgeleitet werden können. Da-

ran anknüpfend werden die Simplifikationsansätze zur vereinfachten Abbildungen von mehreren Windparks mit einem zugrunde gelegten Basisnetz verglichen, und die Modellgüte der Ansätze bewertet.

Anhand der durchgeführten Untersuchungen hat sich gezeigt, dass das Multi-Maschinen-Modell mit modifizierten Transformatorreaktanzen die beste Modellgüte unter den untersuchten Ansätzen in transienten Systemstudien aufweist. In Bezug auf die Polradwinkelabweichungen und die kritische Fehlerklärungszeit können akzeptable Fehlerabweichungen gegenüber dem Basisnetz ermittelt, sowie Empfehlungen für worst-case Untersuchungen der transienten Stabilität abgeleitet werden.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Julian Langstaedtler, Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder, Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt

Ihl, Stefan Kai Ralf

Experimentelle und simulative Untersuchung von Ionenströmen in AC-DC-Hybridsystemen

Aufgrund der gestiegenen Anforderungen an Flexibilität und Übertragungskapazität ist das Übertragungsnetz in Deutschland zukünftig auf den Einsatz von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) angewiesen. Eine Lösung zur Erhöhung der Übertragungskapazität stellt die Hybrid-Trassierung bestehender Freileitungstrassen dar, bei der HGÜ-Freileitungssysteme gemeinsam mit Wechselstrom-Freileitungen auf dem gleichen ROW (Right-of-Way) oder sogar auf dem gleichen Mast betrieben werden. Wegen der räumlichen Nähe der AC- und DC-Leitungen in diesen Hybrid-Netzen ist die Untersuchung von Auswirkungen auf die Komponenten aufgrund der Wechselwirkung zwischen neuen DC-Systemen und beste-

henden AC-Systemen unabdingbar. Insbesondere das Phänomen der Ionenströme, das durch Koronaaktivität an den DC-Freileitungen generiert wird, spielt bei der Bewertung der Einflüsse in einem solchen System eine wichtige Rolle.

Innerhalb dieser Arbeit sollen Experimente in einem Versuchsaufbau zur Messung von Ionenströmen in einer Hybrid-Freileitungs-Anordnung durchgeführt und bei Messungen Parameter wie unterschiedliche Feldkonfigurationen, Temperatur, Luftfeuchtigkeit und Polarität der Gleichspannung variiert werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic,
Artur Mühlbeier, M.Sc.

Iken, Johannes

Entwicklung von Heuristiken zur Netzengpassidentifikation und zur Platzierung von Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz

Die Umstellung der deutschen Energiewirtschaft von einer Versorgung aus fossilen, endlichen Primärenergieträgern hin zu der Erzeugung der elektrischen Energie aus regenerativen Quellen konfrontiert das elektrische Übertragungsnetz mit neuen Anforderungen. Um diesen gerecht zu werden, müssen Engpässe erkannt und Ausbaumaßnahmen durchgeführt werden. Hierfür werden in der vorliegenden Arbeit heuristische Werkzeuge mit Fokus auf den Ausbau mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) entwickelt.

Zunächst wird ein Netzmodell erstellt, welches sowohl konventionelle Kraftwerke als auch volatile Einspeisung elektrischer Energie berücksichtigt und eine Vielzahl an Netznutzungsfällen über stochastisch unabhängige Zeitreihen für ein vollständiges Kalenderjahr einschließt.

Aufbauend auf Leistungsflussrechnungen werden mit der LODF-Matrix die auftre-

ten-den Leistungsflüsse im gestörten Netzfall berechnet und darauf aufbauend Engpassindikatoren entwickelt die den (n-1)-Fall explizit berücksichtigen.

Als erster Indikator für notwendige Ausbaumaßnahmen wird das Netzmodell in verschiedene Zonen unterteilt und aus den Leistungsflüssen zwischen den Zonen ein Transportbedarf abgeleitet, welcher die Transportaufgaben losgelöst von einer konkreten Betrachtung der Leitungsebene erfasst.

Über den ermittelten Transportbedarf erfolgt eine großräumige Indikation von geeigneten HGÜ Verbindungen, die über heuristische Ansätze präzisiert wird. Hierbei gehen neben der Lage eines Anschlusspunktes über die Eigenvektorzentralität auch identifizierte Engpassgebiete in die Bewertung ein, sodass eine konkrete Platzierungsempfehlung für eine Ausbaumaßnahme abgeleitet werden kann.

Abschließend wird die entwickelte Methodik auf das generierte Testnetz angewendet und verschiedene Kombinationen von Ausbaumaßnahmen gegenübergestellt.

Im Ergebnis zeigt sich, dass insbesondere bei zunehmend lastferner Erzeugung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen ein HGÜ-Ausbau sinnvoll ist, um das Drehstromnetz zu entlasten. Bereits durch den Zubau einer einzelnen HGÜ-Verbindung kann eine signifikante Anzahl auftretender Engpässe behoben werden.

Betreuer: Hans Barrios Büchel, M.Sc.,
Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer

Illian, Katrin

Modellierung eines hybriden AC-DC-Übertragungssystems und Analyse der Systemwiederherstellung

Die sich wandelnde Energieversorgungsstruktur in Deutschland hin zu dezentralen Kraftwerken stellt neue Herausforderungen an die Übertragungsnetze. Für deren Erleichterung eignet sich die Integration von Hochspannungs-Gleichstromsystemen (HVDC) besonders, welche auch im aktuellen Netzentwicklungsplan Strom 2012 empfohlen ist. Diese neuen HVDC-Trassen werden aufgrund kurzer Planungs- und Errichtungszeiten in vorhandene AC-Trassen integriert. Dadurch ergibt sich ein paralleler Betrieb von AC- und DC-Systemen auf einem gemeinsamen Mast (sog. Hybridsystem), dessen Zusammenspiel bislang in der Form nicht existiert und zusätzlich noch nicht hinreichend erforscht ist. Aufkommende Fragestellung wie z.B. die Beeinflussung durch elektromagnetische Kopplung, das Verhalten der Systeme im Normalbetrieb und Fehlerfall sowie die Notwendigkeit von neuen Betriebskomponenten müssen im Vorfeld diskutiert und analysiert werden.

Daher soll durch Modellbildung und Simulation in dieser Arbeit ein Hybridsystem nachgebildet und analysiert werden. Dabei muss zunächst ein Modell für einen Modulare Multilevel Converter (MMC) in einer neuen Softwareumgebung (PSCAD) erarbeitet werden. Durch diese Arbeit ist es möglich die Ergebnisse bestehender Matlab Modelle zu validieren.

Betreuer: Dipl.-Ing. Cora Petino,
M. Baris Karacay, M.Sc.

Jawale, Pawan

Optische Untersuchungen der Wechselwirkung zwischen Löschgas und Lichtbogen in Isolierstoffdüsen

Die Diskussion um die Klimaschädlichkeit des Isolier- und Löschgases Schwefelhexafluorid (SF_6) stellt die Entwicklung von Hochspannungsleistungsschaltern vor neue

Herausforderungen. Dazu ist ein messtechnischer Zugriff auf die physikalischen Prozesse während des Ausschaltvorgangs in Leistungsschaltern erforderlich. Zu diesem Zweck wurde die Background-Oriented Schlieren Methode als geeignetes Verfahren identifiziert um Temperatur und Dichte im Düsensystem zu erfassen. Diese Methode wird für experimentelle Untersuchungen an einem Leistungsschaltermodell eingesetzt.

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic

Kaiser, Lukas

Entwicklung eines Schutzkonzepts für Laboraufbauten mit AC/DC-Mischspannungen

Für reproduzierbare Laboruntersuchungen von Isolatoren unter Mischspannungen von 50 Hz Wechselspannung (AC) und Gleichspannung (DC), müssen AC- und DC-Spannungen innerhalb einer gemeinsamen Schaltung erzeugt werden. Um Wechselwirkungen zwischen Gleich- und Wechselspannungskreis und damit verbundene kritische Belastungen des Versuchsequipments zu vermeiden, ist ein entsprechendes Schutzkonzept notwendig. Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung und Umsetzung eines entsprechenden Schutzkonzepts.

Zunächst werden Möglichkeiten zum grundlegenden Aufbau von AC/DC-Schaltungen theoretisch untersucht. Anschließend werden kritische Betriebs- und Fehlerfälle mit an einem AC/DC-Kreis simuliert und Formeln zur Berechnung am Ersatzschaltbild (ESB) hergeleitet. Danach werden mögliche Schutzelemente ermittelt und deren Effekte diskutiert. Um die Schutzelemente aufeinander abzustimmen wird ein Schema für die zukünftige Auslegung entwickelt. Schließlich wird ein realer AC/DC-Kreis für Fremdschichtüberschläge

aufgebaut und das Schutzkonzept durch praktische Versuche validiert.

Es zeigt sich, dass bei AC/DC-Versuchen zu Fremdschichtüberschlägen eine Schaltung des Prüflings zwischen AC- und DC-Potential aufgrund geringerer Isolationsanforderungen die effizienteste Lösung ist. Im Fall eines geerdeten Prüflings, ist jedoch eine kaskadierte Spannungserzeugung notwendig.

Die Untersuchung zu kritischen Betriebsfällen zeigt, dass zum Zeitpunkt von Vor-entladungen eine Sättigung des Transformators auf AC-Seite auftreten kann, wodurch die Prüfspannung beeinflusst wird. Bei einem Überschlag des Prüflings werden kritische Strombelastungen der Dioden und Transformatoren identifiziert. Ferner zeigen sich Überspannungen aufgrund der schlagartigen Abschaltung von Gleichströmen im Moment des Überschlags.

Um die Sättigung zum Zeitpunkt der Vor-entladungen zu vermeiden stellt sich der Einsatz einer Drossel als geeignet heraus. In Kombination mit einem Serienkondensator oder Vorwiderstand in Serie zum Transformator können die Anforderungen an die Drossel vermindert, und deren Anwendbarkeit verbessert werden. Die Strombelastungen bei Überschlag können durch Vorwiderstände, die Überspannungen mittels Ableitern auf US-Seite begrenzt werden. Bei der Validierung erweist sich die Kombination aus Drossel und Kondensator zur Vermeidung der Sättigung als zweckmäßig. Die Messungen zeigen zudem eine deutliche Reduktion der Ströme im Überschlag bei Verwendung eines Vorwiderstands. Trotz Überspannungsschutz werden kurzzeitige Überspannungen gemessen, deren Höhe und Dauer jedoch unkritisch sind.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner, Dipl.-Ing. Jens Knauel

Khan, Asif

Oberflächenalterung von Isolierstoffen unter Mischfeldbelastung

Die Substitution von bestehenden 380 kV Wechselspannungsfreileitungen durch 400 kV Hochspannungsgleichstromübertragungssysteme ist eine der schnellsten Lösungen zur Integration von DC Systemen in das Übertragungsnetz. Diese Teilsubstitution führt zu einer Überlagerung der AC und DC Felder an den Isolatoren. Resultierend aus den Feldüberlagerungen können bisher unzureichend untersuchte Veränderungen der Alterungsmechanismen am Isolator auftreten.

Zur Untersuchung der Alterungsmechanismen werden die elektrischen Felder sogenannter hybrider Systeme auf der Isolatoroberfläche mittels numerischer Feldberechnung bestimmt. Die Bestimmung der elektrischen Felder erfolgt an 110 kV und 400 kV Isolatoren für zwei Mastgeometrien, bei denen eine erhöhte Mischfeldbelastung erwartet wird. Die Modellierung der Mischfelder basiert auf dem Superpositionsprinzip und wird durch die Überlagerung der einzelnen Felder, hervorgerufen durch die Wechselspannungs- und Gleichspannungsleiter, ermittelt. Die Feldberechnung der einzelnen Leiter wird mittels Finiter Elemente Methode (FEM) durchgeführt und die Auswertung der Felder erfolgt auf der Isolatoroberfläche. Als Bewertungsgrundlage für die Alterung werden maximale Feldstärken, die normal bzw. tangentialen Felder und das Verhältnis der AC und DC Felder bestimmt. Mit den Simulationen konnten die folgenden Feldstärken ermittelt werden

- Bei dem 110 kV Isolator beträgt die maximale Feldstärke 8,62 kV/cm. Die maximalen Feldstärken normal und tangential Richtung ergeben sich zu 8,61 kV/cm bzw. 2,69 kV/cm.

- Bei dem 400 kV Isolator beträgt die maximale Feldstärke 15.84 kV/cm. Die maximalen Feldstärken normal und tangential Richtung ergeben sich zu 15.84 kV/cm bzw. 2 kV/cm.

Zur Beurteilung der Alterung werden die Mischfelder mit den elektrischen Feldern des analogen Wechselspannungssystems verglichen. Bei keinem der beiden Modelle wird die kritische elektrische Feldstärke in der Luft überschritten.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner,
Dipl.-Ing. Jens Knauel

Knapp, Christoph

Analyse und Bewertung der dynamischen Simulation von Mischparks mit dezentralen Erzeugungsanlagen in verschiedenen Modellplattformen

Betreuer: F. Kalverkamp, C. Scheefer,
Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt

Köhn, Pascal

Einbindung dynamischer Messdaten in die Zustandsbewertung von Betriebsmitteln der Verteilungsnetzebene

Im Rahmen der Umsetzung des Energiekonzepts 2050 der Bundesregierung, werden primärtechnische Komponenten in Verteilungsnetzen zunehmend mit Mess- und Kommunikationstechnik ausgestattet. Die Migration konventioneller Anlagentechnik zu intelligenten Komponenten wird bis in die Niederspannungsebene vollzogen.

Neuartige Komponenten der Informationstechnik liefern dynamische Messwerte, die kontinuierlich Informationen über den Netzzustand und die Belastung der Betriebsmittel bereitstellen. Eine Integration dynamischer Messwerte in die zustandsbasierte Instandhaltung verspricht eine Stei-

gerung des Informationsgehalts der Zustandsbewertung zur Planung von Instandhaltungsmaßnahmen.

In der Instandhaltungspraxis von Verteilungsnetzbetreibern wird ein empirisches Verfahren zur Ermittlung von Zuständen eingesetzt. Zusätzlich zu dem empirischen Verfahren werden in dieser Arbeit auch innovative Verfahren auf Basis der Fuzzy Logik und der Evidenztheorie analysiert und hinsichtlich der Integrierbarkeit von dynamischen Messwerten bewertet. Neben einer theoretischen Analyse der Bewertungsmethoden werden diese auf reale Eingangsdaten eines Hochspannungsleistungsschalters angewendet, um die Praxistauglichkeit nachzuweisen.

Eine Recherche zu altersbestimmenden Faktoren und Alterungsmodellen zeigt, welche Information dynamische Messwerte bezüglich des technischen Betriebsmittelzustands beinhalten. Daneben werden auch Schwellwertüberwachungen und online Diagnosemöglichkeiten betrachtet, die einen Mehrwert in der Zustandsbewertung versprechen. Auf Basis einer Analyse der häufigsten Schäden und Störungen, sowie des Informationsgehalts der Messtechnik für die Zustandsbewertung, erfolgt eine Auswahl von zusätzlicher Messtechnik, die in der Zustandsbewertung eingesetzt werden kann.

Ein Konzept zur Einbindung dynamischer Messwerte wird vorgestellt, dass eine Steigerung des Informationsgehalts in der Zustandsbewertung verspricht. Dabei wird auch vielversprechende Technik betrachtet, die für den Einsatz außerhalb von Laborumgebungen weitere Untersuchungen erfordert.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing.
Michael Andres

Ludwig, Mathias

Entwicklung eines mehrstufigen Optimierungsverfahrens zur Simulation des europäischen Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung von Netzkuppelkapazitäten

Das europäische Übertragungsnetz ist eng vermascht und erlaubt durch marktgebietsüberschreitende Netzkuppelstellen einen internationalen Stromhandel. Dabei stellt die verfügbare Übertragungskapazität zwischen den einzelnen Marktgebieten einen Eng-pass dar. Durch eine Simulation des Strommarktes lassen sich solche potenzielle Eng-pässe frühzeitig identifizieren, sodass entsprechende Handlungsimplicationen, wie etwa die Verstärkung der entsprechenden Netzkuppelstellen abgeleitet werden können.

In der vorliegenden Masterarbeit wird ein mehrstufiges, intertemporales und multiregionales Optimierungsverfahren zur Simulation des europäischen Strommarktes entwickelt. Dabei wird der volkswirtschaftlich optimale blockscharfe Kraftwerkseinsatz zur Deckung der europäischen Stromnachfrage unter Berücksichtigung der Kapazitäten der internationalen Kuppelleitungen (NTC) berechnet. Dabei wird eine vollständige Konkurrenz auf dem Markt und eine perfekte Voraussichtbarkeit der Marktgeschehen unterstellt. Somit wird die Optimierung zentral gesteuert und jegliches strategisches oder marktmachtmissbrauchendes Verhalten der Marktteilnehmer vernachlässigt.

Neben den typischen technischen und wirtschaftlichen Parametern von thermischen Kraftwerksblöcken werden Speicherkraftwerke sowie die Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Rahmen der Modellierung adäquat abgebildet. Der Fokus liegt dabei auf der technischen Modellierung der thermischen Erzeugungseinheiten und der internationalen Kuppelstellen.

Die bei den Berechnungen betrachteten Erzeugungsanlagen wurden aus verschiedenen aktuellen Kraftwerksdatenbanken extrahiert. Das Synthetisieren der technischen Kraftwerkseigenschaften wird anhand plausibler Annahmen und geeigneter Literatur beschrieben. Darüber hinaus ist das Modell unabhängig davon in der Lage, beliebige benutzerdefinierte Länder und Kraftwerksparks zu optimieren.

Eine Analyse von exemplarischen Ergebnissen dient der Demonstration der Realitäts-nähe der durch das Modell ermittelten Kraftwerkseinsatzplanung. Weiterhin wird diskutiert, welche Schlussfolgerungen aus diesen Ergebnissen gezogen werden können. Ferner wird untersucht, welche Effekte der internationale Handel auf Kraftwerks- und Speicherfahrpläne hat. Dabei kann gezeigt werden, dass eine Senkung der volkswirtschaftlichen Erzeugungskosten möglich ist. Abschließend wird das Modell anhand von realen Austauschfahrplänen validiert.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath, Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott

Maahsen, Christof

Entwicklung eines agentenbasierten Betriebs- und Regelungskonzepts zur Netzbetriebsführung von Mittel- und unterlagerten Niederspannungsnetzen

Durch den fortschreitenden Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen in den Mittel- wie auch Niederspannungsnetzen wird der zuverlässige Betrieb in einigen Teilen des Verteilungsnetzes zunehmend gefährdet. Dabei reagieren Netzbetreiber bisher mit teuren und langwierigen Netzerweiterungsmaßnahmen um die technischen Anforderungen zu gewährleisten und einer Überlastungen von Betriebsmitteln vorzubeugen.

Ein alternativer Ansatz zum klassischen Netzausbau bietet hingegen eine verbesserte Netzbetriebsführung, wie sie für Übertragungsnetze eingesetzt wird und alle typischen Aufgaben und Netzdienstleistungen auch auf das Verteilungsnetz anwenden würde.

Gleichzeitig befindet sich das gesamte Energieversorgungssystem in einer Transformation hin zum „Smart Grid“, wobei der Einzug moderner Kommunikationsinfrastruktur leistungselektronischen Betriebsmitteln eine effiziente und lokale Steuerung von Leistungsflüssen und damit eine aktive Spannungshaltung in Echtzeit ermöglicht [VDE12].

Multiagentensysteme (MAS) könnten für die vielseitigen zukünftigen Anforderungen an einen optimalen Verteilungsnetzbetrieb eine passende technologische Lösung darstellen, da sie auf dezentrale Informationsflüsse und für den Betrieb von komplexen Netzwerken ausgelegt sind. Außerdem ermöglichen sie eine dynamische Anpassung der Topologie.

Die vorliegende Masterarbeit befasst sich mit der Erstellung eines Gesamtkonzeptes zur agentenbasierten Netzbetriebsführung, die mit Hilfe der Methode der Lastflussoptimierung quasistationär verlustminimalen Betrieb im gesamten Verteilungsnetz einstellt. Dabei liegt der Fokus auf der Umsetzung in ein modular aufgebautes Softwarepaket, das den Betrieb eines Verteilungsnetzes simuliert und optimiert. Es soll darüber hinaus einfach erweiterbar sein und Anwendung auf realen Betriebsmitteln finden können.

Betreuer: Dipl.-Ing. Philipp Goergens,
Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Maher Abdelhaleem Saeed, Doha Amr Ahmed

Entwicklung eines Verfahrens zur Bestimmung von repräsentativen Untersuchungsperioden für die Dimensionierung und den Einsatz von Speichersystemen

Im Rahmen der Energiewende und einer auf Erneuerbaren basierende Energieversorgung, gewinnen die verschiedenen Speichertechnologien in diesem Zusammenhang zunehmend an Bedeutung. Ihr Potential, Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien erfolgreich in die Netz- und Marktstruktur zu integrieren, macht sie zu einem relevanten Forschungs- und Investitionsfeld. Allerdings müssen aufgrund der mit ihren großflächigen Einsatz verbundenen hohen Investitionskosten fundierte Analysen der Platzierungs-, Auslegungs- und Einsatzentscheidungen von Energiespeichern im Voraus durchgeführt werden. Erforderlich sind in diesem Zusammenhang vor allem die Berücksichtigung aktueller und zukünftiger Entwicklung der Belastungssituation im elektrischen Netz, sowie die Beeinflussungen dieser durch den Einsatz von Speichersystemen. Bisher implementierte Optimierungsmodelle, die diese Entwicklung adäquat abbilden können, sind jedoch mit zeitintensiven Berechnungen verbunden.

Im Fokus der vorliegenden Arbeit steht daher die Betrachtung diverser Clusteringverfahren, mit dem Ziel, in Kombination mit ausgewählten Kriterien eine geeignete Reduktion der Untersuchungsperioden zu erreichen. Eine realitätsnahe Widerspiegelung zentraler Eigenschaften bzgl. der Bewertung von Speichereinsatz mittels dieser reduzierten Daten gilt als zentrales Ziel. Das eingesetzte Einspeisemanagement, sowie der erwartete Deckungsbeitrag gehören zu den diesen Eigenschaften.

Dazu werden im Rahmen dieser Masterarbeit unterschiedliche Clusteringverfahren

behandelt und anhand der Präzision, mit der sie die Optimierungsergebnisse eines vollständigen, aus Marktpreisen, Einspeisungszeitreihen erneuerbarer Energien und Lastdaten bestehenden Eingangsdatensatzes nachbilden, bewertet. Erweiterungen dieser Verfahren werden zur Erstellung synthetischer Eingangsdaten auf Grundlage von repräsentativen Zeitreihen, sowie zur Verbesserung der Clusteringqualität vorgenommen. Anschließend erfolgt die Übergabe dieser Daten an ein bestehendes Modell zur Dimensionierung und Einsatzoptimierung von Speichersystemen. Die Eignung der implementierten Clusteringverfahren lässt sich aus dem Vergleich der auf Basis der repräsentativen Untersuchungsperioden ermittelten Ergebnisse mit dem Referenzfall herleiten.

Als Fazit erwies sich für die betrachtete Fragestellung das Clustering mit dem k-means-Algorithmus und der quadratischen euklidischen Distanz als Proximitätsmaß als die am besten geeignete Methode. Die optimale Clusteranzahl ist anwendungs- und datentypabhängig. In der betrachteten Aufgabenstellung konnten allerdings Jahreszeitreihen um zwischen 70 und 85% reduziert werden, während geeignete Clusteringkriterien in den Zeitreihen der Intradaypreise, sowie in den vorgeclusterten Lastflussdaten identifiziert wurden.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann, Dipl.-Wirt.-Ing. Bartholomäus Wasowicz

Massmann, Janek

Bewertung der Anwendbarkeit direkter Methoden zur Analyse der transienten Netzstabilität

Die transiente Netzstabilität in Übertragungsnetzen ist ein essentieller Baustein zur Sicherstellung einer ausreichenden Versorgungssicherheit der elektrischen

Energieversorgung. Klassische Verfahren für derartige Stabilitätsuntersuchungen basieren auf einer vollständig numerischen Lösung der systembeschreibenden Differentialgleichungen. Die kritische Fehlerklärungszeit eines spezifischen Fehlers kann durch sukzessive Erhöhung der Fehlerklärungszeit und anschließende Bewertung der Systemstabilität durch Betrachtung der Trajektorien berechnet werden. Diese Vorgehensweise ermöglicht eine hohe Genauigkeit, führt aber gleichzeitig zu einem hohen Rechenaufwand.

Eine Alternative bieten die direkten Methoden nach Lyapunov, welche eine Bewertung der Systemstabilität unmittelbar nach Klärung des Fehlers ermöglichen. Gleichzeitig wird die Möglichkeit Berechnung der kritischen Fehlerklärungszeit nach nur einem Simulationsdurchlauf gegeben, wodurch der Simulationsaufwand – insbesondere großer Netze – deutlich reduziert werden kann.

Eine geeignete direkte Methodik sind die Structure Preserving Energy Functions. Diese erfordern im Gegensatz zu anderen direkten Verfahren keine Reduktion der Netztopologie, wodurch die Betrachtung komplexer Energieversorgungssysteme inklusive der Berücksichtigung von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssystemen (HGÜ) möglich ist. Die Energiefunktionen werden daher für verschiedene Systemkomponenten implementiert und anhand eines geeigneten Testnetzes (IEEE 39-Knoten System) auf ihre Anwendbarkeit hin analysiert. Hierbei werden Güte und Laufzeit der Methodik dem klassischen Berechnungsverfahren gegenübergestellt

Zusätzlich werden weitere Modelle für die Nachbildung der Komponenten des Übertragungssystems (Schenkelpolgeneratoren, statische Spannungsregler, Pendeldämpfungsgeräte) implementiert und in die be-

stehende Simulationsstruktur integriert. Darauf aufbauend wird der Einfluss der Modellierung von Generatoren, verschiedener System-arbeitspunkte und HGÜ-Systemen auf die transiente Netzstabilität untersucht. Dabei wird gezeigt, dass die Modellierung der Generatoren große Auswirkungen auf die transiente Stabilität eines Systems besitzt. Auf Basis einer umfassenden Analyse der transienten Netzstabilität des verwendeten Testnetzes wird der positive Einfluss von statischen Spannungsreglern auf die transiente Netzstabilität nachgewiesen. Zusätzlich wird das verwendete Testnetz unter dem Aspekt oszillatorischer Stabilität untersucht und die Systemdämpfung durch den Einsatz von Pendeldämpfungsgeräten erhöht. Die dazu benötigten Verfahren der Parametrierung von Pendeldämpfungsgeräten werden im Rahmen dieser Arbeit ausführlich beschrieben. Durch Analyse der transienten Stabilität verschiedener Arbeitspunkte wird die Korrelation von Generatorauslastung und kritischer Fehlerklärungszeit generatornaher Fehler gezeigt. Abschließend findet eine Betrachtung von spezifischen Netzfehlern unter Berücksichtigung von HGÜ-Systemen statt. Hierbei wird der Fokus auf die entkoppelnde Wirkung von HGÜ-Systemen innerhalb hybrider Netzstrukturen gelegt (Firewall-Funktion).

Betreuer: Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs, Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt

Mertens, Carmen

Analyse der Durchschlagsfestigkeit von Transformatorenöl

Die Spannungsfestigkeit ist einer der wichtigsten Parameter zur Qualifizierung von Transformatorenöl. Sie wird bei der Inbetriebnahme des Transformators, sowie stichprobenartig durch Laborversuche untersucht. Zur Verbesserung der Zuverlässigkeit und Reduzierung von Wartungskosten soll die Überwachung der Isolationsfestigkeit in zukünftige Online-Monitoring-Systeme integriert werden. Weil eine Durchschlagsprüfung im Transformator aufgrund der Generierung von Zersetzungsprodukten dazu nicht geeignet ist, ist das Ziel dieser Arbeit eine Modellentwicklung zur Berechnung der Durchschlagfestigkeit.

Es werden experimentelle Studien durchgeführt, die die Messung der Durchschlagspannung sowie des Verlustfaktors, des spezifischen Widerstandes, der Leitfähigkeit, der Permittivität und der Ölfeuchte umfassen. Zudem wird die Farbe des Öls klassifiziert. Die einzelnen Messparameter werden hinsichtlich ihrer Korrelationen zur Durchschlagspannung analysiert und der Einfluss von Feuchte und Alterungsprodukten auf den Entladungseinsatz untersucht. Bei Untersuchungen an neuen und gealterten Transformatoren- und Stufenschalterölen werden folgende Ergebnisse erzielt:

- Ein deutlicher Einfluss der Feuchte auf die Durchschlagspannung wird identifiziert. Die Durchschlagfestigkeit sinkt bei steigender Feuchte bis zum Erreichen der Wasserlöslichkeitsgrenze ab.
- Bei konstanter Isolierölfeuchte, weisen Alterungsprodukte keinen direkten Einfluss auf die Durchschlagfestigkeit auf.
- Die dielektrischen Kenngrößen sind vom Alterungszustand abhängig und können Alterungsprozesse am Isolieröl nachweisen.

Zur Interpretation der Ergebnisse bezüglich der Alterungsprodukte müssen zwei Faktoren berücksichtigt werden: Auf der einen Seite führt chemische Alterung zu einer Verschlechterung der elektrischen Festigkeit, auf der anderen Seite aber zu einem verbesserten Wasserlösungsvermögen.

Zur Interpretation der Ergebnisse bezüglich der Alterungsprodukte müssen zwei Faktoren berücksichtigt werden: Auf der einen Seite führt chemische Alterung zu einer Verschlechterung der elektrischen Festigkeit, auf der anderen Seite aber zu einem verbesserten Wasserlösungsvermögen.

Diese Effekte können einander kompensieren und haben so keinen Einfluss auf die Durchschlagspannung. Eine Korrelation zwischen den dielektrischen Eigenschaften des Isolieröls und der Durchschlagspannung ist wegen dem unterschiedlichen Verhalten hinsichtlich Alterungsprodukten nicht möglich. Daher wird ein Modell zur Approximation der Durchschlagspannung in Abhängigkeit der Feuchte gebildet. Die Abweichungen gemessener Daten werden untersucht und ergeben eine Normalverteilung um die Modellfunktion mit einer mittleren Standardabweichung von 4 kV für Transformatoren- und 8 kV für Stufenschalteröle. Entsprechend der Datenverteilung wird das Modell um zusätzliche simulierte Werte erweitert.

Betreuer: Sven Schumann, M. Sc.

Mühlbeier, Artur

Optische Untersuchungen und Analyse von Schaltlichtbögen in Isolierstoffdüsen

Die Diskussion um die Klimaschädlichkeit des heute eingesetzten Isolier- und Löschgases Schwefelhexafluorid (SF_6) stellt die Entwicklung von Hochspannungsleistungsschaltern vor neue Herausforderungen. Hierbei ist es notwendig, geeignete Messmethoden einsetzen zu können, um Einblicke in die physikalischen Prozesse in einem Leistungsschalter, z. B. die Gasströmung, die Ausbildung von Turbulenzen etc., zu erhalten, und so gezielt Optimierungen vorantreiben zu können. Die oben beschriebenen physikalischen Prozesse sind unter anderem durch optische Messmethoden zugänglich. Diese Messmethoden werden auf einen Schaltlichtbogen in der Isolierstoffdüse eines Leistungsschaltermodells angewendet und mit Hilfsmitteln aus der digitalen Bildverarbeitung analysiert.

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic

Müller, Christoph

Weiterentwicklung eines multikriteriellen Verfahrens zur Bewertung zukünftiger Stromerzeugungsstrukturen

Um die vielfältigen Dimensionen des Nachhaltigkeitsprinzips bezüglich des Stromerzeugungssektors erfüllen zu können, wird ein Umbau der Energieversorgung in Deutschland angestrebt. Zu diesem Zweck wird ein verstärkter Ausbau erneuerbarer Energien verfolgt, welche allerdings durch ihren volatilen Einspeisungscharakter gekennzeichnet sind. Aus diesem Grund besteht zusätzlich die Notwendigkeit der Umstrukturierung des konventionellen Kraftwerksparks hin zu einer erhöhten Flexibilität.

Im Rahmen dieser Arbeit wird daher ein mehrperiodisches multikriterielles Verfahren zur Bestimmung des notwendigen Ausbaus sowie der Regionalisierung von Stromerzeugungsstrukturen weiterentwickelt.

Zu diesem Zweck werden eingangs eine einleitende Betrachtung in die Problemstellung sowie ein Überblick über vorhandene Verfahren der Kraftwerksausbauplanung gegeben.

Auf eine Abgrenzung des Untersuchungsgegenstandes der vorliegenden Arbeit folgen eine Analyse sowie die Beschreibung der Implementierung relevanter Modellierungsaspekte. Diese umfassen einerseits besondere Einflussfaktoren auf den Kraftwerkspark und andererseits Möglichkeiten der Modellreduktion.

Im Anschluss werden das Gesamtverfahren der Ausbauplanung vorgestellt und die genaue Formulierung des Entscheidungsproblems dargelegt. Zudem wird der im Zuge der vorliegenden Arbeit verbesserte und für die Lösung verwendete genetische Algorithmus über eine detaillierte Darle-

gung der einzelnen Operatoren beschrieben.

Daraufhin werden exemplarische Ergebnisse der Modellierung vorgestellt und erläutert. Demnach ergibt sich ein zukünftig dezentral angeordnetes und durch erneuerbare Energien sowie GuD-Kraftwerke dominiertes Erzeugungssystem. Es folgen eine abschließende Bewertung der Ausbauplanung sowie eine kurze Diskussion der entsprechenden Ergebnisse.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay,
Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath

Nießen, Florian

Entwicklung einer nicht-invasiven Methode zur Zustandsbewertung des Isolierstoffdüsen systems in Leistungsschaltern

Eine nicht-invasive und zuverlässige Methode zur Bestimmung des Düsenabbrands kann die Notwendigkeit des Öffnens einer Schaltkammer während einer Instandhaltungsmaßnahme hinauszögern oder sogar ganz vermeiden. Somit stellt diese Methode ein hohes Sparpotential bei Wartungs- bzw. Instandhaltungskosten dar und sorgt weiterhin für eine erhöhte Zuverlässigkeit. Ziel dieser Arbeit ist es eine Methodik zu entwickeln, mit deren Hilfe sich der Düsenabbrand ohne eine Öffnung der Schaltkammer bestimmen lässt. Der Düsenabbrand soll aus Messungen des transienten Druckverlaufs bei einem Schaltvorgang ohne elektrische Last ermittelt werden. Dabei wird der transiente Druckverlauf durch den Strömungswiderstand des Düsen systems beeinflusst. Die Arbeit umfasst die Analyse geeigneter Methoden und Ansätze zur Evaluierung des Düsenabbrands und anschließende Prüfung auf ihre Anwendbarkeit auf die Messdaten. Bei den zu prüfenden Methoden handelt es

sich z.B. um selbstlernende, künstliche neuronale Netze.

Betreuer: Sebastian Wetzeler, M.Sc.

Oberhausen, Christof

Entwicklung einer Methode zur Ökoeffizienzbewertung von nachfrageseitigen Technologien mit Rückwirkungen auf das elektrische Energieversorgungssystem

Das Ziel der vorliegenden Masterarbeit ist die Entwicklung einer Methodik zur Ökoeffizienzbewertung von nachfrageseitigen Technologien und ihre Umsetzung in einer Modellierung der Kraftwerkseinsatzplanung. Eine ganzheitliche Betrachtung des Energieversorgungssystems wird durch eine Erfassung und Bewertung der relevanten Umwelteinflüsse ermöglicht. Daher werden neben technologischen und ökonomischen Aspekten zusätzlich ökologische Aspekte des Energieversorgungssystems betrachtet. In diesem Zusammenhang sind aktuelle politische und rechtliche Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, da diese einen bedeutenden Einfluss auf das elektrische Energieversorgungssystem haben. Dabei sind u.a. der Ausbau erneuerbarer Energien, die zunehmende Integration von Elektrofahrzeugen sowie die Ausgestaltung eines EU-weiten CO₂-Emissionshandelssystems relevant.

Aus diesen Gründen umfasst eine ganzheitliche Betrachtung des Energieversorgungssystems sowohl den Bereich der Stromerzeugung als auch die Nachfrageseite mit den zugehörigen elektrischen Lasten. Dazu werden zu Beginn dieser Masterarbeit die wichtigsten umweltpolitischen Instrumente und Konzepte zur ökologischen Bewertung des elektrischen Energieversorgungssystems erläutert. Aufbauend auf den mathematischen Grundlagen der linearen und quadratischen Programmierung wird ein am IFHT existierendes Modell der Kraft-

werkseinsatzplanung erweitert, sodass eine ökologische Bewertung des Stromerzeugungssektors möglich wird.

Der methodische Schwerpunkt dieser Masterarbeit liegt auf der Weiterentwicklung einer Methode zur Emissionsbewertung von Strom-Im- und Exporten im europäischen Verbundnetz in Anlehnung an existierende Strommixmodelle. Mit Hilfe der Methode zur Emissionsreallokation werden die Emissionen der Strom-Im- und Exporte unter den am europäischen Stromhandel beteiligten Ländern exakt auf stündlicher Basis zugeordnet.

Darüber hinaus werden im Rahmen einer Szenarioanalyse die Auswirkungen einer Integration von nachfrageseitigen Technologien auf den marginalen Strommix untersucht. Es zeigt sich, dass Speicher die Volatilität der Lastkurve ausgleichen und somit für eine gleichmäßige Auslastung der thermischen Stromerzeugungseinheiten verbunden mit nahezu konstanten spezifischen CO₂-Emissionen trotz größerer Lastschwankungen sorgen.

Abschließend wird ein Anwendungsfall vorgestellt, der die Vorgehensweise zur Ökoeffizienzbewertung am Beispiel von Ladestrategien für Elektrofahrzeuge zeigt. Ein Vergleich zwischen einer ungesteuerten und einer zentralen Ladestrategie verdeutlicht, dass die zentrale Ladestrategie gemäß einer Analyse der Auswirkungen auf den marginalen Strommix sowie einer Bewertung von Umweltauswirkungen hinsichtlich Treibhaus-, Versauerungs- und Eutrophierungspotenzial zu bevorzugen ist.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz, Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath

Peng, Rui

Weiterentwicklung eines Verfahrens zur mehrstufigen Ausbauplanung in Vertei-

lungsnetzen unter Berücksichtigung von lokalen Flexibilitäten

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann, Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Sawarkar, Abhijit

Verhalten von Wechselrichter-dominierten verinselten Microgrids im Fehlerfall

Das Microgrid Konzept bietet die Möglichkeit des Netzbetriebs als aktive Insel. Aufgrund der vorhersehbaren Bildung solcher Inselnetze, wird eine angemessene Bewertung der Sicherungssysteme in Betracht der Richtigkeit, Angemessenheit und Wirksamkeit im Inselbetrieb notwendig. Daraus resultiert die Notwendigkeit der Erkennung und Bewertung derartiger Netzzustände während einer Inselnetzbildung im Fehlerfall. Dies erfordert eine robuste, für den Inselnetzbetrieb ausgelegte Regelung.

Diese Arbeit legt den Grundstein einer stationären Regelung, Droop-Regelung, Strombegrenzung und Parallelbetrieb von Wechselrichtern. Es wird ein darauf basierendes Modell implementiert und für stationäre Gleichgewichtszustand getestet. Nach Eintritt des Gleichgewichtszustands werden Netzfehler simuliert, um die Stabilität der Regelung bei Sprüngen zu testen. Die Regelung wird für Leerlauf und Vollast getestet. Die Robustheit der implementierten Strombegrenzung und der Droop-Regelung wird überprüft.

Das Modell wird daraufhin auf zwei parallele Wechselrichter erweitert, um die Stabilität, zu testen, welche durch ähnliche Tests, wie für den einzelnen Wechselrichter überprüft wird. Es wird festgestellt, dass der Inselnetzbetrieb in bestimmten Szenarien zusammenbricht. Probleme, die auf miteinander verbundene Komponenten zurückgeführt werden können und die

Gründe für den Netzzusammenbruch werden identifiziert. Die Simulationsergebnisse werden vorgestellt und analysiert.

Die Analyse weist auf die Notwendigkeit für die Synchronisation zwischen parallelen Wechselrichtern hin. Es kann geschlossen werden, dass der Fehlerfall Ausgang des DG Quellen eine direkte Folge ihrer begrenzten Kurzschlussstromkapazität ist. Es wird gezeigt, dass die Strombegrenzung mit stationärer Regelung, basierend auf der VSI Regelung, zu unnötiger Dämpfung von Anschlussspannungen im Fehlerfall führt. Die Anordnung der in dieser Arbeit verwendeten Bauelemente ermöglicht den Entwurf von Einphasen- und LC-Filter basierten Regelungssystemen und ermöglichen die Erweiterung zu einem Multisource-Microgrid.

Betreuer: Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck, Dipl.-Ing. Felix Glinka

Schiller, Claudio

Modellierung hybrider AC-DC-Übertragungssysteme und Analyse des Einflusses von HVDC-Systemtopologien auf das Gesamtsystem im Fehlerverhalten.

Aufgrund der sich wandelnden Energieversorgungsstruktur in Deutschland ist zukünftig ein flexibles Übertragungsnetz gefordert, sodass die Integration von Hochspannungs-Gleichstrom-Systemen (HVDC) notwendig wird. Dabei werden nach dem Netzentwicklungsplan Strom 2012 HVDC-Systeme zukünftig in Deutschland zur Netzverstärkung auf vorhandene Maste integriert, so dass sich ein paralleler Betrieb von AC- und DC-Systemen ergibt (sog. Hybridsystem). Infolgedessen können sich die jeweiligen Systeme gegenseitig beeinflussen. Gerade in Fehlersituationen ist es notwendig das Systemverhalten be-

herrschen zu können, sodass diese Beeinflussung zuverlässig analysiert und bewertet werden muss.

In dieser Arbeit soll anhand eines Simulationsmodells das Verhalten eines Hybridsystems nachgebildet und dessen Verhalten im Fehlerfall simuliert werden. Hierzu wird eine bipolare HVDC-Systemanordnung gewählt und zusätzlich der Fokus auf die Unterbrechung des Fehlers gelegt sowie die Fähigkeit des Systems zur schnellen Wiederversorgung bewertet.

Betreuer: Dipl.-Ing. Cora Petino

Schultz, Tim

Entwicklung von Koronamodellen für die Berechnung von Ionenströmen in hybriden HVAC/HVDC Feldern

Eine vielversprechende Option zur Erhöhung der Übertragungskapazität heutiger Energieversorgungsnetze ohne die Neuerichtung von Freileitungstrassen ist die parallele Führung von AC- und DC-Systemen auf einem Mast. Ein Phänomen, das es zu untersuchen gilt, ist die Entstehung von Korona und Ionenströmen. Hierzu werden experimentelle Untersuchungen an Freileitungsseilen bei verschiedenen Regenintensitäten durchgeführt und die Resultate mit Simulationsmodellen verglichen. Damit wird der Grundstein für eine Nachbildung der beschriebenen Phänomene in realen Mastgeometrien gelegt.

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic, M.Sc. ETH Martin Pfeiffer

Seemann, Stefan

Sensitivitätsanalyse des Integrationspotenzials dezentraler Energiewandlungsanlagen in Niederspannungsverteilungsnetzen mit regelbaren Ortsnetztransformatoren

hinsichtlich Netzstruktur und Versorgungsaufgabe

Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien in den letzten Jahren erfordert immer häufiger Netzausbaumaßnahmen in den Niederspannungsverteilnetzen, aufgrund der dort angeschlossenen großen Anzahl von Photovoltaikanlagen. Der regelbare Ortsnetztransformator kann eine kostengünstige Netzausbaumaßnahme darstellen, mit der die Spannungshaltung eines Netzes signifikant verbessert werden kann.

In dieser Arbeit wird die Wirkweise des regelbaren Ortsnetztransformators in einem Niederspannungsnetz auf die Möglichkeiten zur Integration von dezentralen Energiewandlungseinheiten untersucht und die für diese Aufgabe wichtigen Parameter der Netzstruktur und Versorgungsaufgabe identifiziert. Dazu wird ein ComputermodeLL entwickelt, das aus Daten zur Netzstruktur und Versorgungsaufgabe ein Bewertungsmaß für den Nutzen des regelbaren Ortsnetztransformators zur Integration von dezentralen Energiewandlungsanlagen berechnet.

Dieses Modell wird einer Sensitivitätsanalyse unterzogen, um so die wichtigsten Parameter identifizieren zu können. Es erfolgt eine Definition des Integrationspotenzials dezentraler Energiewandlungseinheiten, die eine sinnvolle Durchführbarkeit der Sensitivitätsanalyse ermöglicht. Anschließend werden anhand von Beispielrechnungen an einem Referenznetz die Wirkmechanismen der wichtigsten Parameter identifiziert.

Die Untersuchungen dieser Arbeit zeigen eine Abhängigkeit des sinnvollen Einsatzes eines RONTs vor allem von Netzstrukturparametern und darüber hinaus ein großes Potenzial zur Steigerung des Integrationspotenzials eines Netzes, das sich aus der besseren Ausnutzbarkeit vorhandener Betriebsmittel ergibt.

Betreuer: Dipl.-Ing. Claas Matrose

Seibel, Stefan

Entwicklung einer Ultraschall-Hardware für den industriellen Gebrauch

Die Ultraschalltechnik bietet in der Produktion von hochspannungstechnischen Komponenten vielfältige Möglichkeiten zur Qualitätssicherung und Diagnose. In Produktionsanlagen können bei sehr genauer örtlicher Auflösung die Einhaltung geometrischer Dimensionen überprüft, sowie Fehlstellen detektiert und Temperaturen überwacht werden. Der Vorteil der Ultraschalltechnik liegt in der Zerstörungsfreiheit des Messverfahrens und der im Vergleich zur Röntgentechnik nicht notwendigen Arbeitsschutzeinrichtungen. Ein Nachteil der Ultraschalltechnik sind die derzeit sehr hohen Umrüstkosten der Anlagen, so dass häufig auf eine Verwendung verzichtet wird.

Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Ultraschall-Hardware (USHW) auf Mikrocontrollerbasis entwickelt. Die Hardware verfügt über einen Pulser zur rechteckförmigen Prüfkopf Anregung mit Spannungen von ± 130 V. Der Anregeimpuls kann in seiner Pulsweite variiert werden, so dass unterschiedliche Prüffrequenzen möglich sind. Ein Transmit/Receive-Switch schützt den einstellbaren Vorverstärker (Eingangsspannungsbereich ± 2 V) vor den hohen Pulsspannungen, und ermöglicht Messungen im Impuls-Echo-Verfahren. Ein 8 Bit Analog/Digital-Wandler digitalisiert das Ultraschall-Echosignal bei Abtastraten von 8 MHz bis 80 MHz, so dass Bildbreiten bis 12,8 μ s möglich sind.

Die Signaldaten werden in einem Speicherbaustein zwischen gespeichert und von dem Mikrocontroller an einen angeschlossenen PC zur weiteren Verarbeitung übermittelt. Für den PC wird eine Software zur

Steuerung der Hardware entwickelt. In einem live- Bild wird der durch die Bildbreite gewählte Messbereich angezeigt. Über Eingabeelemente können Systemeinstellungen der Hardware verändert werden, sowie eine Speicherung der Messdaten auf einem Datenträger vorgenommen werden. Es wird ein universelles FFT- Filter und eine Mittelwertbildung zur Rauschunterdrückung implementiert. Über Blenden- und Haltefunktionen können die Ultraschallimpulse im live- Bild miteinander verglichen werden.

Die USHW wird auf einer industriell gefertigten Leiterplatte aufgebaut. In Testmessungen mit polymeren Prüfkörpern wird die entwickelte Hardware mit einem kommerziell erhältlichen System verglichen. Die Messungen der Schallgeschwindigkeiten von Aluminium und vernetztem Polyethylen (VPE) zeigen nur sehr geringe Abweichungen. Bei einer Wandstärkenmessung eines VPE- Prüfkörpers ergeben sich in guter Näherung gleiche Abmessungen. Die Auswertung der Frequenzspektren zeigt, dass die USHW aufgrund der Rechteckanregung ein etwas schmaleres Spektrum erzeugt. Die Spitzenfrequenzen sind identisch.

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen eine sehr gute Eignung der entwickelten Hardware für die Erfassung von Ultraschall- Messdaten, so dass die entwickelte USHW eine kostengünstige Alternative zu handelsüblichen, um den Faktor ca. 35- 40 teureren Ultraschall- Systemen darstellt.

Betreuer: Dr.-Ing. Gregor Brammer

Sharifi, Mohammad Reza

Analyse und Vergleich verschiedener Methoden der Leistungsfluss-rechnung in Verteilungsnetzen

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Markus Gödde

Shen, Tunan

Entwicklung einer Netzbetriebsführung zur statischen Spannungshaltung in Verteilungsnetzen und Einbindung eines Multi-Agenten-Systems in Simulink

Die zunehmenden dezentralen Einspeisungen in den Verteilungsnetzen stellen die Netzbetreiber vor eine große Herausforderung. Zum einen bringen die stark fluktuierenden erneuerbaren Energien Probleme der Netzstabilität mit sich und zum anderen müssen die Verteilungsnetzbetreiber mit dem zeitweiligen umgekehrten Stromfluss umgehen. Eine Möglichkeit, dem entgegenzukommen ist, die Netzinfrastuktur auszubauen, damit sie an die neuen Anforderungen angepasst wird. Der Netzaufbau ist aber sowohl kosten- als auch zeitaufwendig.

Ein alternativer Ansatz zum Netzausbau bietet hingegen eine verbesserte Netzbetriebsführung, wie sie für Übertragungsnetze eingesetzt wird. Nach der Vorstellung der Bundesnetzagentur wird das konventionelle Elektrizitätsversorgungssystem in der Zukunft durch den Einsatz von Informations- und Regelungstechnologien zu einem Smart Grid erweitert. Dabei können die Netzzustände in „Echtzeit“ erfasst werden und die Steuerung und Regelung der Netze ermöglicht werden, damit eine bessere Ausnutzung der bestehenden Netzinfrastuktur erreicht werden kann. [BNA11]

Multi-Agenten-Systeme (MAS) könnten eine passende technologische Lösung zur Realisierung des Konzepts „Smart Grid“ darstellen, da sie durch die Zusammenarbeit der Agenten die vielseitigen zukünftigen Anforderungen erfüllen und somit eine optimalen Netzbetriebsführung in Echtzeit ermöglichen kann.

Im Rahmen der vorliegenden Masterarbeit wird ein MAS basiertes Verteilungsnetz mit Hilfe der Matlab Toolbox PSAT (Power System Analysis Toolbox) erstellt. Im Anschluss werden zwei Netzbetriebsführungen anhand des Algorithmus der optimalen Leistungsflussberechnung im Programm umgesetzt. Durch die Time Domain Simulation der PSAT wird danach die Funktionalität der Betriebsführungen überprüft. Dabei werden zwei Versuche durchgeführt, bei denen die Einspeisungen aufgrund der veränderten Windgeschwindigkeiten fluktuieren können. Die Effekte der beiden Betriebsführungen werden im Anschluss darauf mit zwei anderen Szenarien verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass durch den Einsatz des MAS der Netzzustand des Verteilungsnetzes deutlich verbessert wird. Das Ziel der einzelnen Betriebsführungen wird erreicht. Schließlich werden die Grenzen der Betriebsführung am Ende aufgezeigt.

Betreuer: Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Steber, David

Entwicklung eines agentenbasierten Verfahrens zur Simulation des Einsatzes und der Vermarktung dezentraler Energiewandlungseinheiten

Im Rahmen der vorliegenden Masterarbeit wurde im Zusammenhang eines agentenbasierten Marktmodells ein Verfahren zur Simulation der Einsatz- und Vermarktungsentscheidungen von Betreibern dezentraler Energiewandlungseinheiten bzw. Anlagenpools entwickelt. Die Marktakteure wurden geeignet in Klassen von Software-Agenten modelliert, die sämtliche relevanten Eigenschaften, Restriktionen und wirtschaftliche Zielgrößen beinhalten. Neben der agentenbasierten modelltechnischen Umsetzung wurde der Fokus auf die Analyse der Vermarktungsoptionen und

Entscheidungssituation von Betreibern dezentraler, regenerativ betriebener Energiewandlungseinheiten gelegt.

Es erfolgte zunächst eine Analyse der gesetzlichen Rahmenbedingungen der Aktivität von Anlagenbetreibern sowie Aggregatoren dezentraler Energiewandlungseinheiten am Markt. Dabei muss zwischen zwei Arten von Marktteilnehmern unterschieden werden: Zwischenhändlern und dem seinen EEG-Bilanzkreis verwaltenden Übertragungsnetzbetreiber. Erste agieren frei am Markt und handeln gewinnorientiert. Diese als Direktvermarktung bezeichnete Marktaktivität wird seitens des Gesetzgebers mit dem EEG-Marktprämienmodell gefördert und unterstützt die Marktintegration erneuerbarer Energie. Der den EEG-Bilanzkreis verwaltende Übertragungsnetzbetreiber ist dahingegen per Gesetz dazu verpflichtet, seine Angebote der aggregierten Einspeisung aus erneuerbaren Energien preisneutral am Markt abzugeben, woraus ein fehlender Anreiz zu einem ökonomischen Handeln resultiert.

Zur Vermarktungsentscheidung prognostiziert der Zwischenhändler die energieträgerspezifische Einspeisung aus den dargebotsabhängigen und steuerbaren Anlagen seines Portfolios. Es folgt die Bestimmung der Angebotskurve und die Abgabe dieser an der Börse. Dort findet der Markträumungsprozess statt, aus dem die Rückmeldung eines stündlich aufgelösten Portfoliofahrplans resultiert. Anschließend agiert der Aggregator am Intraday Markt, um zur Deckung des Day-Ahead Fahrplans notwendige Energie zu beschaffen oder eine Überproduktion abzusetzen.

Die Funktionalität des Modells wurde mit geeigneten Auswertungen der berechneten Daten und Zeitreihen validiert. Die agentenbasierte Modellierweise und deren objektorientierte Umsetzung erwies sich als effizient. Sie ermöglicht eine bessere Ab-

bildung der Spezifikationen der Marktteilnehmer und ihrer Marktaktivität als ein kostenminimierender Ansatz, was sich in der Charakteristik der resultierenden Preisen widerspiegelt.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath, Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott

Stumpe, Maximilian

Konzeptionierung einer Laborsteuerung zum Test von intelligenten Ortsnetzstationen

Durch den zunehmenden Zubau dezentraler Energieerzeugungsanlagen in der Niederspannungsebene sind Maßnahmen zur Reduktion der resultierenden Spannungsänderungen notwendig. Dazu können intelligente Ortsnetzstationen zur Spannungsregelung eingesetzt werden. Am IFHT wurde ein flexibel verschaltbares Niederspannungsnetz aufgebaut, um neu entwickelte Mess- und Regelungskonzepte zu untersuchen.

Zielsetzung dieser Arbeit ist die Konzeptionierung und Implementierung einer Laborsteuerung, welche die Ansteuerung verschiedener Komponenten wie Photovoltaik-Wechselrichter, Lasten und regelbare Ortsnetzstationen ermöglicht und automatisiert. Dadurch ist es möglich, verschiedene Last- und Einspeiseprofile sowie Spannungsverläufe zeitgesteuert auszuführen und das Verhalten der zu prüfenden Komponenten durch ein Messsystem detailliert zu untersuchen.

Die Konzeptionierung der Laborsteuerung basiert auf den vorgegebenen sowie hergeleiteten Anforderungen und Designkriterien. Daraus wird das Lösungskonzept in funktionaler Hinsicht abgeleitet. Ein wichtiger Punkt dazu ist die Modellierung der Labornetz-, Versuchs- und Messdaten, die in einem relationalem

Datenbanksystem geführt werden, welches speziell für die Laborsteuerung konfiguriert wird. Weitere Schwerpunkte der Laborsteuerung sind die objektorientierte Konfiguration der Labornetz- und Versuchskonfiguration sowie die Integration der primären und sekundären Netzkomponenten, womit ein ganzheitliches Bedienkonzept realisiert wird.

Die Laborsteuerung wird in der Software *LabVIEW* mittels einer graphischen Benutzeroberfläche zur gleichzeitigen Bedienung aller Komponenten und Überwachung von Versuchen entwickelt. Als integraler Bestandteil wird ein im Hintergrund überwachendes Sicherheitssystem für die Versuchsdurchführung konzipiert.

Abschließend wird die Laborsteuerung durch geeignete Prüfungen validiert, wobei zunächst die Ansteuerung der Netzkomponenten überprüft wird. Zusätzlich werden in einem beispielhaft konfigurierten Prüfaufbau verschiedene Netzkomponenten einbezogen. Die Messergebnisse zeigen, dass die neu entwickelte Laborsteuerung geeignet ist, die vorgesehenen Prüfverfahren zu den Mess- und Regelungskonzepten durchzuführen.

Betreuer: Dipl.-Ing. Michael Poppen

Tecklenburg, Julia

Identifikation kritischer Netzzustände hinsichtlich der Spannungsstabilität mittels Continuation Power Flow

Die anhaltenden strukturellen Veränderungen der Energieversorgung und der stockende Netzausbau erhöhen zunehmend die Wahrscheinlichkeit das Übertragungsnetz nahe der Grenze der Systemstabilität zu betreiben. Die zusätzliche Problematik der Blindleistungsbereitstellung aufgrund sinkender Energieerzeugung aus konventi-

onellen Kraftwerken hat zur Folge, dass vermehrt Situationen entstehen, in denen die Aufrechterhaltung der Betriebsspannung gefährdet ist. Vor diesem Hintergrund nimmt die frühzeitige Erkennung kritischer Netzzustände hinsichtlich der Spannungsstabilität eine wichtige Rolle bei der Netzüberwachung ein.

Im Rahmen der vorliegenden Masterarbeit wurde eine Methode entwickelt, die ausgehend von einem Netzzustand die Identifikation nah liegender kritischer Netzzustände ermöglicht. Dazu wird anhand der mittels Continuation Power Flow (CPF) berechneten PV-Kurven des Systems die Spannungsstabilität verschiedener Netzzustände bewertet. Als Maß für die Spannungsstabilität wird die sogenannte Loading Margin verwendet, welche den Abstand eines Netzzustandes zum Spannungszusammenbruch bestimmt. Zusätzlich werden Veränderungen des Systems durch Betriebsmittelausfälle oder Lastschwankungen berücksichtigt.

Dafür wird eine geeignete CPF-Methode implementiert, welche unter anderem die Berücksichtigung der Blindleistungsgrenzen der Generatoren und automatisch schaltender Stufensteller integriert. Die Blindleistungsbegrenzung der Generatoren erweist sich dabei als wesentliche Restriktion der Spannungsstabilität im verwendeten Testsystem. Es kann gezeigt werden, dass abhängig von der unterspannungsseitig verwendeten Lastcharakteristik die Spannungsstabilität unterschiedlich durch die automatisch schaltenden Stufensteller beeinflusst wird. Mit Konstantleistungs-Lasten konnte eine Verbesserung der Spannungsstabilität festgestellt werden. Konstantimpedanz- beziehungsweise Konstantstrom-Lasten hingegen wirken sich verschlechternd auf die Spannungsstabilität aus. Eine Integration des ZIP-Modells in die Continuation Power Flow Berechnung

ermöglicht zusätzlich die Analyse des Einflusses verschiedener Lastcharakteristiken auf die Spannungsstabilität.

Darauf aufbauend finden eine Darstellung der Vorgehensweise zum Auffinden kritischer Netzzustände und die Identifikation der kritischen Netzzustände des untersuchten Testsystems statt. Dazu wird die Loading Margin unter Berücksichtigung von Betriebsmittelausfällen und Lastschwankungen analysiert. Innerhalb des Testsystems konnten dabei einige kritische Netzzustände und Schwachstellen identifiziert werden. Diese kritischen Netzzustände werden mittels einer Monte Carlo Simulation auf ihre Sensitivität hinsichtlich Lastschwankungen untersucht. Dabei werden Lastschwankungen als deutlicher Einflussfaktor auf die Größe der Loading Margin identifiziert.

Betreuer: Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt, Hans Barrios Büchel, M.Sc.

Vor dem Berge, Markus

Entwurf von Verfahren zur Netzwiederherstellung unterstützt durch VSC – HVDC Systeme

Betreuer: Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs,

Dipl.-Ing. Ewgenij Starschich, Dipl.-Ing. Martin Lösing

Voß, Andreas

Entwicklung und Aufbau von Komponenten zur Felderzeugung für ein Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltkammern

Leistungsschalter sind wesentliche Sicherheitselemente in elektrischen Energieversorgungssystemen, die dazu dienen Nenn- und Kurzschlussströme abzuschalten. Dabei hat sich in den letzten Jahrzehnten in der Mittelspannungsebene der Vakuum-

Leistungsschalter auf Grund seiner überlegenen Eigenschaften als dominierendes Schalterkonzept durchgesetzt. Für die Zustandsbewertung der eingesetzten Vakuum-schaltkammern werden geeignete Prüfverfahren benötigt.

In einem innovativen, nicht-invasiven Prüfverfahren werden elektrische und magnetische Felder genutzt, um den Zustand der Schaltkammer zu analysieren. Im Rahmen dieser Arbeit sollen verschiedene Realisierungsmöglichkeiten zur Erzeugung des Magnetfeldes eruiert werden und geeignete Prototypen aufgebaut und getestet werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Wagner, André

Untersuchung des Einflusses schaltkammerspezifischer Eigenschaften auf die Anwendbarkeit eines Verfahrens zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern

Im Bereich der Mittelspannungstechnik hat die Vakuumschalttechnik in den vergangenen Jahrzehnten andere Schaltprinzipien nahezu vollständig verdrängt. Für die Betreiber der Schaltanlagen ist eine Zustandsbewertung der Vakuumschalter im Hinblick auf ein optimales Asset Management unerlässlich, jedoch können bestehende Prüfverfahren hierzu nur unzureichende Aussagen liefern. Mit Hilfe eines am IFHT entwickelten Prüfverfahrens ist eine hinreichend genaue Zustandsbewertung der Vakuumschaltkammer möglich. Dabei können allerdings eine Vielzahl von Parametern, insbesondere die spezifischen Eigenschaften der Vakuumschaltkammer wie deren Form oder die verwendeten Werkstoffe, die Anwendbarkeit der Zustandsbewertung und deren Messergebnisse beeinflussen. Im Rahmen dieser Arbeit soll daher der Einfluss dieser Kammer-Eigenschaften auf das Verfahren zur Zustandsbewertung theore-

tisch und mit Hilfe von experimentellen Versuchsreihen untersucht und bewertet werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff,
Dipl.-Ing. Michael Weuffel

Wang, Yifei

Analyse und vergleichende Beurteilung von nationalen und internationalen Validierungsverfahren zur Bewertung von Simulationsmodellen zum Zweck der Nachbildung von elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen

Betreuer: M. Brennecke, P. Tavassoli,
Dipl.-Ing. Martin Scheufen

Wu, Jiayang

Analyse des systemischen Nutzens und der technischen Voraussetzungen einer schrittweisen Integration von HVDC Systemen in bestehende AC-Netze

Betreuer: Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer,
Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Zdraveski, Vasko

Implementierung einer Regelungsstrategie zur Energieminimierung in modularen Multilevel VSC-Stationen und Analyse ihres Verhaltens unter erzwungenen Asymmetrien

Aufgrund der sich wandelnden Stromerzeugerstruktur in Deutschland bzw. Europa müssen Übertragungsnetze flexibilisiert werden. Neue Technologien wie HGÜ-Systeme (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) besitzen ein hohes Potential diese Flexibilität zu liefern – insbesondere die HGÜ VSC-Technologie (Voltage Source Converter). Moderne VSC-Systeme werden durch den „Modular Multilevel Converter“ (M2LC/ MMC) repräsentiert.

In dieser Arbeit soll ein bestehendes Modell einer HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindung, welches auf der MMC Technik basiert, für erweiterte Untersuchungen eingepprägter Asymmetrien weiterentwickelt werden (z.B. Kurzschlussverhalten). Dafür wird zunächst eine Kondensator-Balancing-Strategie für den MMC benötigt, welche auf dem Prinzip einer minimalen Energie-Balancierung beruht, welches ein stabiles Verhalten der HGÜ-Verbindung verspricht.

Im weiteren Verlauf der Arbeit soll die Punkt-zu-Punkt Verbindung zu einem Drei-Stationen-System erweitert werden, um das Verhalten bei eingepprägten Asymmetrien, z.B. Kurzschlüsse, mit dem einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung vergleichen zu können.

Betreuer: Dipl.-Ing. Cora Petino

Zhang, Jun

Entwicklung eines Modells zur Simulation von Ionenströmen in AC/DC Hybrid-Freileitungen

Das Übertragungsnetz in Deutschland ist aufgrund der gestiegenen Anforderungen an seine Übertragungskapazität und seine Flexibilität zukünftig auf den Einsatz von Systemen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) angewiesen. Eine Lösung zur Erhöhung der Übertragungskapazität bestehender Freileitungstrassen stellen HGÜ-Freileitungssysteme dar, die gemeinsam mit Wechselstrom-Freileitungen in sogenannten Hybrid-Trassen geführt werden.

In diesen Hybrid-Netzen befinden sich AC- und DC- Leitungen auf dem gleichen ROW (Right-of-Way) oder sogar auf dem gleichen Mast. Infolgedessen ist die Untersuchung von Auswirkungen auf die Komponenten aufgrund der Wechselwirkung zwi-

schen neuen DC-Systemen und bestehenden AC-Systemen unabdingbar. Insbesondere das Phänomen der Ionenströme, das durch Koronaaktivität an den DC-Freileitungen generiert wird, spielt bei der Bewertung der Einflüsse in einem solchen System eine wichtige Rolle.

Innerhalb dieser Arbeit soll ein Software-Modell von AC- und DC-Freileitungen innerhalb eines Hybrid-Netzes implementiert und zur Lösung der Ionenstrom-Berechnung eine geeignete Lösungsmethodik bestimmt werden. Zur Validierung des Software-Modells sollen die Simulationen mit Messergebnissen validiert werden.

Betreuer: M. Baris Karacay, M.Sc.

Zoschke, Markus

Entwicklung eines agentenbasierten Verfahrens zur Simulation des Einsatzes und der Vermarktung thermischer und hydraulischer Kraftwerke

Im Rahmen dieser Masterarbeit wurde ein agentenbasiertes Verfahren zur Simulation des Einsatzes und der Vermarktung thermischer und hydraulischer Kraftwerke entwickelt. Zu diesem Zweck wurde zunächst eine Klasse von Software-Agenten modelliert, welche alle relevanten Eigenschaften, Restriktionen und wirtschaftlichen Zielgrößen eines Kraftwerkbetreibers beinhaltet. Im Fokus standen dabei vor allem die Modellierung der Erzeugungseinheiten, die Modellierung der Angebotsabgabe für den Day-Ahead-Markt sowie der Handel am Intraday-Markt. Zur Erstellung der Angebotsabgabe für den Day-Ahead-Markt wurde dabei auf ein Optimierungsmodell zurückgegriffen, welches neben dem zu erwarteten Deckungsbeitrag die Kraftwerksparemeter der eigenen Kraftwerke, den Einfluss des eigenen Handelns auf den Marktpreis sowie das Verhalten der Konkurrenz berücksichtigt. Die entwickelte

Software-Klasse wurde anschließend in ein agentenbasiertes Gesamtmodell zur Simulation des Elektrizitätsmarktes eingebunden. Hierzu wurden zusätzlich relevante Marktakteure, beispielsweise die Stromhandelsbörse, ebenfalls in Form von Software-Agenten abgebildet. Zusätzlich erfolgte unter anderem die Entwicklung einer geeigneten Methode zur Modellierung des kontinuierlichen Intraday-Handels.

Es konnte aufgezeigt werden, dass die betriebswirtschaftliche Betrachtung der einzelnen Agenten in Verbindung mit einer realen Abbildung der Markträumung durch eine Stromhandelsbörse zu einem höheren Preisniveau sowie einem volatileren Preisverlauf im Vergleich zu einem bereits am IFHT bestehenden Marktmodell, welches mit Hilfe der Lagrange-Relaxation den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz über alle Kraftwerke hinweg ermittelt, führt. Ferner konnte eine geringfügige Verschiebung innerhalb der Erzeugungsstruktur thermischer Kraftwerke festgestellt werden. So stieg die Auslastung flexiblerer und grenzkostenintensiver Kraftwerke im Vergleich zu einer geschlossenen Kraftwerkseinsatzplanung.

Darüber hinaus konnte der vergrößerte Handlungsspielraum thermischer Kraftwerksbetreiber bei zusätzlichem Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks aufgezeigt werden. Dies schlug sich direkt in den erzielten Tagesgewinnen der Agenten wieder.

Weiterhin wurden die Intraday-Handelsmuster der einzelnen Agenten analysiert. Es zeigte sich, dass diese auf eine Glättung der eigenen Lieferverpflichtungen aus dem Day-Ahead-Markt einhergehend mit einer Minderung der Auslastung grenzkostenintensiver Kraftwerke abzielten.

Darüber hinaus zeigten sich anhand der im Modell erstellten Angebotskurven Ansätze von physischer Kapazitätszurückhaltung.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath, Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott

Zurmühlen, Sebastian

Entwicklung und Anwendung eines Verfahrens zur regionalen multikriteriellen Bewertung des deutschen Stromerzeugungssektors

Ein veränderter Fokus der Interessenverteilung auf dem Strommarkt motiviert die differenzierte Betrachtung der zukünftigen Entwicklung des Stromerzeugungssystems. Durch unterschiedliche Strömungen im Energiesektor ist die Bestimmung der Ausbau-szenarien für den Erzeugungspark mit einer Vielzahl von Unsicherheiten behaftet. Besonders die durch den zunehmenden Einfluss der erneuerbaren Energien verringerte Rentabilität thermischer Kraftwerksneubauten, bei einem gleichzeitig steigenden Bedarf an Regelleistung, lässt eine herkömmliche, kostenfixierte Kraftwerksausbauplanung heutzutage wenig sinnvoll erscheinen. Vielmehr kann durch multikriterielle Betrachtungen der zunehmenden Zahl von Unsicherheiten und Interessen Rechnung getragen werden.

Im Rahmen dieser Arbeit wird daher ein Modell zur integrierten Bestimmung einer regionalisierten Kraftwerksausbauplanung vorgestellt. Das entwickelte Verfahren gliedert sich in drei Stufen, welche in einem iterativen Prozess durchlaufen werden und mehrfach miteinander verknüpft sind. Den ersten Schritt stellt eine Technologie- und Standortbewertung dar, welche die Grundlagen für Allokationsentscheidungen von Zubaukapazitäten auf der zweiten Stufe liefert. Die Bewertung ist maßgeblich für die Bestimmung einer künftigen regionalen Verteilung von Neubauten für Anlagen zur

Einspeisung erneuerbarer Energien von Interesse. Weiterhin soll dieses Verfahren in eine Bestimmung für den Bedarf an thermischer Kraftwerksleistung auf der letzten Stufe integriert werden. Dabei werden die relevanten Technologien voneinander unterschieden und mit ihren spezifischen Eigenschaften abgebildet und bewertet. Bei dem zur Bestimmung der Ausbauplanung eingesetzten Modell handelt es sich um einen mehrkriteriellen genetischen Algorithmus mit Anwendung des Pareto-Prinzips, den NSGA-II.

Die umgesetzten Verfahren für die Regionalisierung von Erzeugungsleistung nach Szenariovorgaben, insbesondere von EE-Anlagen, erzielen realitätsnahe Ergebnisse. Es besteht die Möglichkeit der Anpassung für die Parametrierung dieser Verfahren anhand variierender Stakeholder-Präferenzen.

Das Modell der integrierten Kraftwerksausbauplanung ermittelt für den Fall einer Test-region teils optimale Lösungen hoher Güte. Eine Optimalitätsgarantie kann aufgrund der Charakteristika des heuristikbasierten Ansatzes nicht gewährleistet werden. Das Modell kann flexibel für beliebige Regionen und regionale Auflösungsebenen eingesetzt werden und wird beispielhaft auf die Bundesrepublik Deutschland angewandt.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay, Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath

Bachelorarbeiten

Bagherian, Behzad

Optimierung eines optischen Messverfahrens zur Untersuchung von Gasströmungen in lichtbogenbeanspruchten Anordnungen

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic

Bauer, Sascha

Identifikation geeigneter Modelle zur Beschreibung aggregierter Lasten und Bewertung dieser im Rahmen einer sich wandelnden Lastcharakteristik

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder, Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Bedoya Onoa, Laura Tatjana

Identifikation und Bewertung kritischer Systemzustände im Hinblick auf Kleinsignalstabilität in Übertragungsnetzen

Betreuer: Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt, Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs

Beerens, Martin

Vereinfachung eines netzwerkbasieren thermischen Gebäudemodells für die Einsatz- und Ausbauplanung dezentraler Wärmetechnologien

Betreuer: Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A., Tobias Falke, M.Sc.

Berhalter, Hendrik

Entwicklung und Analyse neuer Energieversorgungskonzepte für Wohnquartiere

Betreuer: Dipl.-Ing. Stefan Krengel, Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A.

Botscher, Magnus

Analyse von Smart Home Systemen zur labortechnischen Umsetzung von Energiemanagementapplikationen

Betreuer: Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A., T. Pollok

Broering, Hendrik

Erweiterung eines Modells zur Abbildung von Haushaltslasten in Verteilungsnetzen

Betreuer: Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A., Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stroband

Christ, Aiko

Experimentelle Untersuchung der Geräuschemissionen von Freileitungsseilen bei Mischfeldbelastung unter verschiedenen Witterungsverhältnissen

Betreuer: M. Baris Karacay, M.Sc.

Dahlmanns, Stephan

Entwicklung von Regelalgorithmen für RONT zum wechselwirkungsfreien Betrieb mit spannungs-geregelten dezentralen Erzeugungsanlagen

Betreuer: Dipl.-Ing. Claas Matrose

Dax, Christian

Konzeptionierung einer Beleuchtungsanlage zur Nachbildung des Einflusses der Sonneneinstrahlung auf Freileitungen

Betreuer: Dipl.-Ing. Tobias Frehn

Dietrich, Jens

Simulative Untersuchung eines neuartigen Beblasungskonzeptes zum Einsatz in hybriden Resonanz-DC-Leistungsschaltern

Betreuer: M. Baris Karacay, M.Sc.

Estarabadi, Behrangh

Integration von Flow-based Market Coupling in ein Modell zur Simulation des europäischen Strommarktes

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath, Hans Barrios Büchel, M.Sc.

Fehler, Alexander

Auslegung regelbarer Ortsnetztransformatoren nach Netzstruktur und Versorgungsaufgabe

Betreuer: Dipl.-Ing. Claas Matrose

Figgener, Jan

Entwicklung und Optimierung eines Zustandsbewertungsverfahrens für Ortsnetzstationen

Betreuer: Pascal Köhn, M.Sc.

Finck, Jan Rafael

Entwicklung eines Prüfstandes zur Bewertung der Hydrophobiebeständigkeit polymerer Freiluftisolierstoffe

Betreuer: Dipl.-Ing. Jens Knauel

Franken, Marco Sebastian

Bewertung von Verfahren zur Reduktion von Netzgebieten im Übertragungsnetz

Betreuer: Hans Barrios Büchel, M.Sc., Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer

Franken, Muriel

Potentialanalyse zur Blindleistungsbereitstellung durch Verteilungsnetze für überlagerte Netzebenen

Betreuer: Dipl.-Ing. Philipp Goergens, Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Markus Gödde

Geulen, Rebecca

Durchführung einer Ökobilanzanalyse für den Einsatz von elektrischen Speichern

innerhalb eines dezentralen Energieversorgungs-systems

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz, Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann

Grabarczyk, Oskar

Implementierung eines Verfahrens zur Untersuchung und Bewertung der Kleinsignalstabilität von Elektrizitätsversorgungssystemen

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder, Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt

Jabs, Philipp Carlo

Entwicklung eines Software-Modells zur Ionenstrom-Berechnung in AC-DC-Hybridleitungen

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic, Artur Mühlbeier, M.Sc.

Jakob, Patrick

Untersuchung der akustischen Materialeigenschaften von vernetztem Polyethylen

Betreuer: Dr.-Ing. Gregor Brammer

Hadamik, David Lucas

Weiterentwicklung einer Methodik zur räumlichen und zeitlichen Allokation der zukünftigen Stromnachfrage

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay, Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott

Heinemeier, Lennart

Bewertung von Indikatoren für kritische System-zustände hinsichtlich der Spannungsstabilität

Betreuer: Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt, Hans Barrios Büchel, M.Sc.

Herberhold, Dominik Johannes

Modellierung des Auslöse- und Abschaltverhaltens von NH-Sicherungen

Betreuer: Dipl.-Ing. Felix Glinka, Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck

Hermens, Jan

Analyse des Einflusses variierender Umgebungsbedingungen auf das thermische Verhalten von Verteilungsnetztransformatoren

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Michael Andres

Höfener, Jannik

Technisch-wirtschaftliche Analyse der Steuerung von flexiblen Lasten auf Niederspannungsebene

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann, Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Hüner, Torsten

Experimentelle Untersuchung von Ionenströmen in hybriden AC-DC Freileitungen

Betreuer: M. Baris Karacay, M.Sc.

Hußmann, Lukas

Analyse der Auswirkungen energetisch optimierter Energieversorgungsstrukturen auf die elektrischen Verteilnetze

Betreuer: Dipl.-Ing. Stefan Krengel, Tobias Falke, M.Sc.

Hoffrichter, Jens

Entwicklung eines intelligenten Monitorings von Stufenschaltern

Betreuer: Dipl.-Ing. Michael Poppen

Kaiser, Markus

Erweiterung der Verfahren zur Kleinsignalstabilitätsanalyse hinsichtlich der Berücksichtigung neuartiger Übertragungstechnologien

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder, Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt

Kalkan, Mehmet

Simulative Untersuchungen zum transienten Druckverlauf eines Selbstblasleistungsschalters bei Schalthandlungen ohne elektrische Last

Betreuer: Sebastian Wetzeler, M.Sc.

Kalt, Svenja

Simulative Betrachtung zum transienten Druckverlauf eines Selbstblasleistungsschalters bei Schalthandlungen ohne elektrische Last

Betreuer: Sebastian Wetzeler, M.Sc.

Kleinfeld, Friedemann Heinrich

Aufbau eines Modells mit HGÜ-Systemen im vermaschten AC-Netz zur Untersuchung der gegenseitigen Beeinflussung der HGÜ-Umrichter

Betreuer: Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt, Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Köster, Sabine

Entwicklung von Prüfverfahren für intelligente Ortsnetzstationen

Betreuer: Dipl.-Ing. Michael Poppen

Krampert, Thomas

Aufbau eines vereinfachten Modells eines spannungsgeführten Umrichters zur Abbil-

dung des Verhaltens in ausgedehnten Netzen

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder, Dipl.-Ing. Cora Petino

Krämling, Phillip

Planungsgrundsätze für die Positionierung von Mess-technik in Niederspannungsverteilungsnetzen mit regelbaren Ortsnetztransformatoren

Betreuer: Dipl.-Ing. Claas Matrose, Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer

Kröger, Killian

Modellierung effizienter Betriebsführungsstrategien für dezentrale Anlagen zur Strom- und Wärmeversorgung

Betreuer: Tobias Falke, M.Sc., Dipl.-Ing. Stefan Krengel

Langen, Felix

Implementierung eines Modells zur Ermittlung des Warmwasserbedarfprofils privater Haushalte

Betreuer: Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A., Tobias Falke, M.Sc.

Lättgen, Lorenz

Berücksichtigung Wechselrichter-gekoppelter Einspeiser in einem quasistationären Berechnungsverfahren für Netzfehlzustände

Betreuer: Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck, Dipl.-Ing. Felix Glinka

Li, Xiang

Positionsabhängige Parametrierung einer Q(U)-Regelung für Photovoltaikwechselrichter in zukünftigen Smart-Grids

Betreuer: Dipl.-Ing. Philipp Goergens, Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer

Li, Yiqun

Modellgestützte Analyse der Bereitstellung von Regelenergie durch Smart Home Anwendungen

Betreuer: Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A., Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath

Linden, Martin

Vergleichende Analyse und Implementierung verschiedener Verfahren zur Lösung des Unit Commitment Problems

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath, Dipl.-Ing. Martin Scheufen

Magin, Konstantin Georg Joachim

Untersuchung des Einflusses der Kunststoffverdampfung auf die Druckentwicklung im Störlichtbogenfall in Schaltanlagen

Betreuer: Sebastian Wetzeler, M.Sc.

Manteuffel, Nico

Sensitivitätsanalyse eines Modells zur Einsatzplanung einer Gruppe von Smart Homes

Betreuer: Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A., Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Meckel, Sarah-Kristin

Charakterisierung des Verhaltens elektrischer Haushaltsgeräte zur Modellbildung im Rahmen probabilistischer Lastprofile

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer, Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Müller, Matthias

Untersuchung zum Druckaufbau in elektrischen Anlagen im Störlichtbogenfall – Einfluss von alternativen Isoliergasgemischen

Betreuer: Sebastian Wetzeler, M.Sc.

Munsch, Philip

Analyse von Witterungseinflüssen auf das Verhalten regelbarer Ortsnetztransformatoren

Betreuer: Dipl.-Ing. Claas Matrose

Müting, Johanna

Entwicklung eines Algorithmus zur quantitativen Analyse von Gasströmungen in lichtbogenbeanspruchten Anordnungen basierend auf optischen Messmethoden

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic

Peppersack, Wiebke

Verbrauchsanalyse des Hochvoltspeichers im Montageprozess der Fahrzeuggroßserie BMW i3

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa, Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stroband

Ossmann, Sebastian

Untersuchung zum Strömungsverhalten in Druckentlastungsöffnungen von gekapselten Schaltanlagen

Betreuer: Sebastian Wetzeler, M.Sc.

Rahmani, Mohamed el Mehdi

Untersuchung des Einflusses von Energieabsorbieren auf die Energieeinspeisung in elektrischen Anlagen im Störlichtbogenfall

Betreuer: Sebastian Wetzeler, M.Sc.

Rauber, Josef

Analyse und Bewertung zukünftiger Strategien für Allokations- und Vergütungsmechanismen von Stromerzeugungskapazitäten

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay, Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath

Reifenrath, Patrick

Methodische Aufbereitung und Anwendung von Indikatoren zur Regionalisierung zukünftiger Stromerzeugungskapazitäten

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay, Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath

Reitz, Laura Maria

Weiterentwicklung eines Tools zur Bewertung innovativer Netzausbaumaßnahmen im Kontext der Anreizregulierung

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres

Ruffing, Philipp

Untersuchungen zur dezentralen statischen Spannungshaltung netzgekoppelter Wechselrichter im Verteilungsnetz im Hinblick auf dynamische Wechselwirkungen

Betreuer: Dipl.-Ing. Philipp Goergens, Dipl.-Ing. Felix Glinka

Rüttgers, Daniel

Entwicklung eines Bewertungsverfahrens zur technischen Effizienz von Verteilungsnetzen

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Markus Gödde, Dipl.-Ing. Robert Frings

Sataev, Alexey

Analyse des Lastverhaltens von Privathaushalten mit Hilfe hochaufgelöster Smart-Meter-Daten zur Verwendung in probabilistischen Lastprofilen

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer, Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Schäfer, Florian

Analyse verschiedener Implementierungsformen für Netzrestriktionen in einer netzkompatiblen Einsatzplanung von dezentralen Anlagen

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann, Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Scheuven, Felix

Untersuchungen zur Hydrophobiebeständigkeit polymerer Freiluftisolierstoffe unter Mischfeldbeanspruchung

Betreuer: Dipl.-Ing. Jens Knaul

Schlereth, Simone

Einflussuntersuchung eines erhöhten Detaillierungsgrades thermischer Modelle von Ortsnetzstationen

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres

Schneider, Maximilian

Analyse und Bewertung der Auswirkungen von Systemdienstleistungserbringung durch Elektrofahrzeuge auf elektrische Verteilungsnetze

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer, Jonas Abhoff, M.Sc.

Schnorr von Carolsfeld, Philipp

Ökologisch-technische Modellierung von konventionellen Stromerzeugungstechnologien mithilfe der Ökobilanzierung

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz, Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay

Schramm, Christoph

Entwicklung und Implementierung eines Algorithmus zur effizienten Auslegung eines Wärmenetzes

Betreuer: Tobias Falke, M.Sc., Dipl.-Ing. Stefan Krengel

Schroers Markus

Weiterentwicklung eines Modells zur Simulation des grenzüberschreitenden europäischen Strom austauschs

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath, Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer

Schulte, Nicolas Simon

Vergleichende Analyse und Weiterentwicklung eines Modells zur Abbildung des Auslöse- und Abschaltverhaltens von NH-Sicherungen

Betreuer: Dipl.-Ing. Felix Glinka, Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck

Schürmann, Daniel

Untersuchungen zum Einfluss kryogener Temperaturen auf thermische Materialkennwerte syntaktischer Schäume

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Winkel

Schutz, Melanie

Synchronisiereinrichtungen für den Wechselrichterbetrieb an nichtidealen Wechselspannungssystemen

Betreuer: Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck, Dipl.-Wirt.-Ing. Felix Glinka

Seelbach, Guido

Untersuchungen zum Einfluss von LN2-gefüllten, ablösungsbedingten Fehlstellen auf die Spannungsfestigkeit von syntaktischem Schaum

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Winkel

Sevinc, Derya

Entwicklung eines Messaufbaus zur Analyse der Temperaturverteilung von Ortsnetztransformatoren

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres

Spanuth, Svenja Marieke

Implementierung geeigneter Spannungsstabilitätsindikatoren in Modelle zur Simulation der Netzbetriebsführung

Betreuer: Hans Barrios Büchel, M.Sc., Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt

Tappel, Christian

Entwicklung eines Prüfstandes zur Untersuchung des Verschmutzungsverhaltens

von Freiluftisolatoren im elektrischen Mischfeld

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner,
Dipl.-Ing. Jens Knauel

Thörner, Daniel

Untersuchung von Fehlerströmen in DC-Netzen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Netzauslegungskonzepte

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder, M. Baris Karacay M.Sc.

Tobou, Arnaud Thierry

Analyse von Umrichterkonzepten zur Erzeugung von VLF-Prüfspannungen

Betreuer: Matthias Heidemann, M.Sc.

Trageser, Marc

Analyse und Validierung des Einflusses der Geräteausstattung von Privathaushalten auf die Ausprägung von probabilistischen Lastprofilen

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz,
Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer

Tscharki, Maiwand

Untersuchung der dielektrischen Wiederverfestigung von Heißgasen in einem Leistungsschaltermodell

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic,
Artur Mühlbeier, M.Sc.

Tukhi, Fereshta

Analyse und Vergleich von NEPLAN- und MATLAB-basierten Verfahren zur Leistungsflussberechnung

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Markus Gödde, Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck

Uber, Thomas

Untersuchungen zum Einfluss kryogener Temperaturen auf mechanische Materialkennwerte syntaktischer Schäume

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Winkel

Vogt, Daniel

Identifizierung und Implementierung eines Clusterverfahrens zur Einsatzoptimierung von Elektrofahrzeugflotten

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa,
Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann

Volk, Katharina

Untersuchung des Beeinflussungspotentials verschiedener Spannungsregler in Niederspannungsverteilungsnetzen

Betreuer: Dipl.-Ing. Claas Matrose

Von Normann, Philipp

Identifikation repräsentativer Netztypen in der Mittelspannungsebene

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa,
Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz, Ir. Bram Vonk (Enexis)

Wehres, Ulrich

Ökologisch-technische Modellierung von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien mithilfe der Ökobilanzierung

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz, Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott

Willenberg, Dominik

Charakterisierung der Asymmetriesituation in elektrischen Verteilungsnetzen

Betreuer: Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck,
Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Markus Götde

Wilmschen, Till

*Technisch/wirtschaftliche Bewertung einer
Integration von HVDC-Systemen in beste-
hende AC-Netze*

Betreuer: Hans Barrios Büchel, M. Sc.,
Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Zerlett, Andreas

*Untersuchungen zur Messung der Leiter-
seiltemperatur von Freileitungen*

Betreuer: Dipl.-Ing. Tobias Frehn

Studienarbeiten

Ceyhan, Murat

*Entwicklung einer Spannungsquelle zur
Erzeugung einer mit Wechselspannung
überlagerten Gleichspannung*

Betreuer: Dipl.-Ing. Jens Knaul

Hördemann, Alexander

*Entwicklung einer Methode zur Resonanz-
frequenzbestimmung eines LC-
Schwingkreises eines induktiven Ladesys-
tems*

Betreuer: Dipl.-Ing. Tobias Weling,
Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Michael Andres

Kamps, Sebastian

*Bewertung von Isolationsmaterialien für
den Einsatz in Freiluftanwendung*

Betreuer: Dipl.-Ing. Jens Knaul,
Dr.-Ing Christoph Roggendorf

Kreimeier, Sören

*Untersuchung der Auswirkungen verschie-
dener Regionalisierungen von Erzeugungs-
kapazitäten auf die Belastungen des Über-
tragungsnetzes*

Betreuer: Hans Barrios Büchel, M. Sc.,
Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay

Lindner, Christoph

*Weiterentwicklung und Validierung eines
Verkehrsmodells unter Einsatz von real
gemessenen Fahrprofilen*

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stro-
band, Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Naassan, Eli

*Ermittlung der Einflussparameter auf den
Fremdschichtüberschlag von Freileitungs-
isolatoren*

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner

Rossbach, Fabian

*Analyse von bekannten Fehlern in unab-
hängigen AC- und DC-Systemen zur Identi-
fikation möglicher Fehler-szenarien und
deren Auswirkungen auf AC-DC Hybrid-
systeme*

Betreuer: Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt,
Dipl.-Ing. Cora Petino

Volkanov, Anatoliy

*Auslegung und Aufbau von Komponenten
eines Prüfstandes zur Untersuchung von
Vakuumschaltern*

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Wiesmann, Matthias

Entwicklung eines Prüfstandes zur Untersuchung der Teilentladungsbildung an Wassertropfen unter Mischfeldbelastung

Betreuer: Dipl.-Ing. Jens Knauel,
Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner

Yildiz, Serdar Burak

Entwicklung eines Messverfahrens zur Detektion von Teilentladungen in einem Hochfrequenzzündsystem

Betreuer: Dipl.-Ing. Jens Knauel

Projektarbeiten

Wronski, Tobias

Analyse von Erwärmungsprüfungen an Verteilungstransformatoren

Betreuer: Dipl.-Ing. Michael Poppen



Das Institut

175



Chronik

12.04.13

Besuch des Präsidenten des IIT Madras
Professor Bhaskar Ramamurthi

Teilnehmer: Armin Schnettler, Rafig Az-
zam (Rektoratsbeauftragter), Ralf Puffer

22.04.13

Promotion von Christian Schröders zum
Thema „Auswirkungen der Qualitätsregu-
lierung auf Mittelspannungsnetze“, RWTH
Aachen

Korreferat: Armin Schnettler

24.04.13 – 25.04.13

DAAD-Auswahlsitzung im Stipendienpro-
gramm „Deutsche Auslandsschulen“ in
Bonn-Bad Godesberg (G. Pietsch)

02.05.13

Promotion von Stephan Wolfgang Thomas
zum Thema „A Medium-Voltage Multi-
Level DC/DC Converter with High Volta-
ge Tranformation Ratio“ an der RWTH
Aachen

Korreferat: Armin Schnettler

20.05.14 – 24.05.14

Pfingstexkursion nach Nürnberg, Stuttgart
und Mannheim

13.05.13

Kick-Off-Meeting zum AiF-Vorhaben
„Einfluss von Energieabsorbern und alter-
nativen Isoliergasen auf die Druckentwick-

lung in Schaltanlagen im Störlichtbogen-
fall“

31.05.13

Letzter Arbeitstag von Christoph Roggen-
dorf

01.06.13

Erster Arbeitstag von Matthias Heidemann

06.06.13 – 07.06.13

CIGRE-WG 3.24 (Tools for Simulating
Internal Arcs) Meeting in Stockholm,
Schweden (G. Pietsch)

14.06.-15.06.13

IFHT Hochspannungskolloquium und
Ehemaligentreffen

19.06.13

Promotion von Li Weilin zum Thema
„Fault Detection and Protection in Medium
Voltage DC Shipboard Power Systems“

Korreferat: Armin Schnettler

21.06.13

Kolloquium und Ehemaligentreffen 2013

24.06. – 25.06.13

Seminar „Hoch- und Mittelspannungs-
schaltgeräte und –anlagen“ im Forum M
der Mayer’schen Buchhandlung

Seminarleitung: Thorsten Fugel

26.06.13 – 28.06.13	07.10.13
DAAD-Auswahlsitzung im Stipendienprogramm „Deutsche Auslandsschulen, Verlängerungen“ in Bonn-Bad Godesberg (G. Pietsch)	Erster Arbeitstag von Tobias Findeisen
07.07. – 09.07.13	14.10.13 – 20.10.13
Mannheim-Marathon	Besuch im SmartGrid TestLab von Paul Fehrenbach und Philipp Scholz, Schüler des Hannah-Arendt-Gymnasiums Haßloch, Rheinland Pfalz, im SmartGrid Testlab in der Hüttenstraße
09.08. – 11.08.13	15.10.13
Segelwochenende am Veerse Meer: Camping De Witte Raaf, Muidenweg 3, Arnhem, Niederlande	Erster Arbeitstag von Pascal Köhn und Artur Mühlbeier
02.09.13	31.10.13
Erster Arbeitstag von Robert Möller	Letzter Arbeitstag von Baris Karacay
09.09.13	02.11.13
Betriebsausflug zum Köln/Bonner Flughafen und Führung „Sagen und Histörchen“ durch die Kölner Altstadt - Ausklang bei Familie Schnettler in Aachen-Kornelimünster	Erster Arbeitstag von Jonas Abhoff
10.09.13 – 21.09.13	04.11.13
Vorlesung „Fundamentals of Gas Discharge Engineering“ an der Huazhong University of Science & Technology (HUST) in Wuhan, China (G. Pietsch)	Erster Arbeitstag von Henning Frechen und Maximilian Stumpe
25.09.13 – 27.09.13	06.11.13 – 08.11.13
DAAD-Stipendiatenseminar für Absolventen von deutschen Auslandsschulen in Berlin (G. Pietsch)	DAAD-Auswahlsitzung für Stipendiaten des Lomonossov-Programms in Moskau (G. Pietsch)
02.10.13	12.11.13
Letzter Arbeitstag von Thomas Pollok	Sitzung des Projektbegleitenden Ausschuss zum AiF-Vorhaben „Störlichtbogen“
	13.11.13
	Verleihung des Otto-Junker-Preises für die Masterarbeit „Entwicklung eines effizien-

ten Algorithmus zur Betriebsführung von Niederspannungsnetzen unter Nutzung lokaler Flexibilitäten“ an Sven Schumann, M.Sc.	31.12.13
Der renommierte Preis wird einmal im Jahr verliehen und zeichnet ausgezeichnete Abschlussarbeiten junger Wissenschaftler aus.	02.01.2014
15.11.2013	Erster Arbeitstag von Stefan Seibel und Philipp Erlinghagen
Erster Arbeitstag von Vanessa Falter	27.01.14 – 03.02.14
02.12.13	DAAD-Auswahlsitzungen für Stipendiaten aus den GUS-Staaten in Moskau (G. Pietsch)
Erster Arbeitstag von Constantin Balzer	31.01.14
18.12.13	Letzter Arbeitstag von Ralph Wegner
Promotion von Ingo Gramberg zum Thema „Untersuchung der inneren Blitzstoßspannungsfestigkeit von Vakuum-schaltkammern nach Ausschaltversuchen“ an der TU Braunschweig	11.02.14 – 14.02.14
Korreferat: Armin Schnettler	DAAD-Auswahlen für Stipendiaten aus Usbekistan in Taschkent (G. Pietsch)
19.12.13	03.03.14
Weihnachtsfeier des IFHT im Forum M der Mayerschen Buchhandlung	Erster Arbeitstag von Christoph Müller
20.12.13	28.03.14 – 01.04.14
Promotion von Daniel Eichhoff zum Thema „Mobile Prüfeinrichtung zur Vor-Ort-Messung des Innendrucks von Vakuum-Schaltkammern“	DAAD-Auswahlsitzung im Stipendiatenprogramm „Deutsche Auslandsschulen“ in Kairo, Ägypten (G. Pietsch)
Referent: Armin Schnettler	
27.12.13 – 29.12.13	
DAAD-Auswahlen für Stipendiaten aus Aserbaidshan in Baku (G. Pietsch)	

Pfingstexkursion 2013

Das IFHT bietet jedes Jahr in der Pfingstwoche eine technische Exkursion in eine Region in Deutschland oder dem nahen Ausland, um den Studenten Eindrücke aus der Praxis näher zu bringen. Dieses Jahr wurden innerhalb einer Woche Städte im Süden der Bundesrepublik angesteuert. Die Fahrt startete am Pfingstmontag und führte uns über Nürnberg, Erlangen, Stuttgart und Mannheim. Die Teilnehmer, bestehend aus 40 Studierenden, 8 wissenschaftlichen Mitarbeitern und Prof. Schnettler, besuchten die Firmen Siemens, TransnetBW, EnBW Regional, Pfisterer Kontaktsysteme, Deutsche Accumotive, Daimler und das Grosskraftwerk Mannheim.

Anreise nach Nürnberg

Die diesjährige Pfingstexkursion begann am 20.05.2013 um 08:00 Uhr in Aachen. Nach einigen einführenden Worten von Prof. Schnettler machten wir uns auf in Richtung Nürnberg. Die mehrstündige Busfahrt bot eine Gelegenheit, erste Kontakte zu den mitreisenden Studierenden zu knüpfen. Im Anschluss an die etwa 6-stündige Fahrt haben wir in unserer Jugendherberge eingeecheckt, um im Anschluss bei einer Stadtführung die historischen Sehenswürdigkeiten der Nürnberger Altstadt zu besichtigen.

Nürnberg

Anschließend wurde mit einer großen Gruppe das traditionelle Lauftraining abgehalten. Dieses Jahr führte uns die Laufrunde bei strahlendem Sonnenschein entlang der Pegnitz und um den nahgelegenen Wöhrder See.



Abb. 1: Gruppenbild in Nürnberg

Nach einer kurzen Erholungspause haben wir uns abends mit allen Mitreisenden im Stadtkern von Nürnberg zusammen gefunden, um den ersten Tag bei einem gemütlichen Abendessen im Marientorzwinger ausklingen zu lassen. Durch die vielen kleinen Tische bildeten sich schnell Diskussionsgruppen zwischen den Mitreisenden.

Siemens AG, Transformatorenwerk, Nürnberg

Am nächsten Tag fuhren wir in den Süden Nürnbergs, um unseren erster Firmenbesuch abzuhalten. Die Siemens AG fertigt im Nürnberger Werk seit 1912 Leistungstransformatoren. Bei diversen Vorträgen wurden Themengebiete wie beispielsweise die Funktionsweise der Transformatoren sowie der Produktionsprozess beleuchtet.

Bei einer anschließenden Führung konnten wir in zwei Gruppen die einzelnen Schritte der Transformatorenfertigung bis zum auslieferungsfertigen Produkt besichtigen. Beim abschließenden Mittagessen in der Werkskantine konnten in lockerer Atmosphäre offene Fragen der Studierenden durch die Mitarbeiter beantwortet werden.

Siemens AG, HVDC-Umrichter, Erlangen

Nach der Besichtigung des Nürnberger Werks ging unsere Reise weiter zu Siemens nach Erlangen, wo wir ein Testfeld für HGÜ-Anlagen besichtigen konnten. Neben einem informativen Vortrag konnten wir den Teststand bestehend aus zwei Multilevelconvertern aus nächster Nähe kennenlernen. Die Mitarbeiter standen den interessierten Studierenden Rede und Antwort.

Bergkirchweih, Erlangen

Im Anschluss fuhren wir in die Erlanger Innenstadt um den Tag zünftig auf der Bergkirchweih ausklingen zu lassen. Die Bergkirchweih oder fränkisch „Berch“ genannt, ist ein großes Volksfest in Erlangen, das jedes Jahr mehr als eine Million Besucher anzieht. Neben den fränkischen Spezialitäten konnte auch das regionale Festbier in ausgelassener Stimmung genossen werden.



Abb. 2: Besuch der Bergkirchweih

TransnetBW und EnBW Regional, Wendlingen

Am nächsten Morgen fuhren wir dann pünktlich in Richtung Schwaben nach Wendlingen weiter. Auf dem Gelände des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW wurden wir herzlich empfangen und konnten, nach einer kurzen Einführung in die

Aufgaben eines Netzbetreibers am Beispiel der EnBW Regional, bei einem gemeinsamen Mittagessen erste Kontakte mit den Mitarbeitern knüpfen. Nach einem Vortrag der TransnetBW konnten wir die ausgedehnte Schaltanlage im Außen- (Luft, Mixed) und Innenbereich (GIS) besichtigen. Das Highlight war der Besuch des Sicherheitsbereiches inklusive der Leitwarte des Netzgebietes Baden-Württemberg. Aus nächster Nähe konnte der aktuelle Netzzustand beobachtet werden und Fragen zur Betriebsführung gestellt werden.

Deutsche Accumotive, Nabern

Im Anschluss ging es weiter zur Deutschen Accumotive, einem Joint Venture der Daimler AG und der Evonik Industries AG, in das benachbarte Nabern. Dort werden im Forschungs- und Entwicklungsstandort Batteriepacks entwickelt. Nach einer Begrüßung und einer Vorstellung des Unternehmens, konnte der Standort in kleinen Gruppen besichtigt werden. Es folgte ein Barbecue mit der Möglichkeit sich an verschiedenen Ständen bei Mitarbeitern über Praktika und Abschlussarbeiten zu informieren. Das Thema Elektromobilität konnte anhand einer Testfahrt im Smart ed und vielen ausgestellten Forschungsfahrzeugen hautnah erfahren werden.



Abb. 3: Besuch Schaltanlage TransnetBW

Nach einem kurzen Abstecher zur Jugendherberge wurde die Innenstadt von Stutt-

gart in kleinen Gruppen erkundet, wo der Tag ausklang.

Daimler AG, Sindelfingen

Am nächsten Morgen fuhren wir zum Werksgelände der Daimler AG ins nahegelegene Sindelfingen. Nach einer kurzen Begrüßung lagen die inhaltlichen Schwerpunkte der Vorträge dementsprechend in den Bereichen Elektromobilität und Insassensicherheit. Die Experten aus der Konzernforschung boten dabei spannende Einblicke in die Fragestellungen der modernen Fahrzeugentwicklung, zudem konnten wir die aktuellen Elektrofahrzeugmodelle eingehend besichtigen. Im Anschluss an die Präsentationen konnten wir bei einer Besichtigung von verschiedenen Prüfständen, unter anderem zur Fahrgeräuschoptimierung, die Arbeit im Forschungszentrum eines weltweit führenden Automobilkonzerns aus erster Hand erleben.

Pfisterer Kontaktsysteme GmbH, Winterbach

Das nächste Ziel unserer Reise war der Ort Winterbach vor den Toren Stuttgarts, in dem sich der Hauptsitz der Pfisterer Kontaktsysteme GmbH befindet. Die Firma ist weltweit führend bei Kabel- und Freileitungssystemen und in 19 Ländern auf der Welt vertreten. Nach unserer Ankunft erfolgte zunächst eine Stärkung am eigens bereitgestellten Buffet. Nach einer kurzen Unternehmenspräsentation hatten die Studierenden Zeit, sich über Praktikumsstellen und Einstiegsmöglichkeiten zu informieren. Im Anschluss konnten in Kleingruppen verschiedene Produktions- und Prüfbereiche des Pfisterer Werks besichtigt werden. Auch hier standen die Beschäftigten jederzeit für Fragen aus der Gruppe zur Verfügung. Im Anschluss fuhren wir zum traditionellen Abschlussessen der Exkursion zurück nach Stuttgart. Nach dem reichhaltigen Abendessen im Restaurant Amadeus

ging ein Großteil der Teilnehmer noch das Nachtleben von Stuttgart erkunden.

Grosskraftwerk Mannheim AG, Mannheim

Bevor wir am letzten Tag unserer Exkursion nach Aachen zurückkehrten, haben wir Halt bei der Grosskraftwerk Mannheim AG in Mannheim gemacht. Nach einem Vortrag über die Tätigkeitsbereiche der Firma und die Herausforderungen beim Betrieb eines modernen Steinkohlekraftwerks konnten wir auch hier in kleinen Gruppen das Kraftwerksgelände besichtigen.



Abb. 4: Besichtigung der Kraftwerksbaustelle

Dabei bot sich uns die seltene Gelegenheit, neben dem bestehenden, in Betrieb befindlichen Kraftwerk, auch die Baustelle des neuen Block 9 zu besichtigen. So bot sich vom Dach des Kesselhauses ein beeindruckender Blick über das gesamte Kraftwerksgelände.

Um viele neue Eindrücke reicher kehrten wir nach fünf spannenden Tagen am späten Freitagnachmittag nach Aachen zurück.

Organisation

Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer
cramer@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49352

Dipl.-Ing. Michael Poppen
poppen@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49329

Betriebsausflug nach Köln

Unser diesjähriger Betriebsausflug führte uns in die rheinländische Umgebung nach Köln. Bei einer Führung über den Köln/Bonn Airport konnten wir zunächst einen Blick hinter die Kulissen eines internationalen Flughafens werfen. Im Anschluss an ein gemeinsames Mittagessen in einem Kölner Brauhaus besichtigten wir nachmittags die Kölner Altstadt. Traditionell wurde der Tag mit einem gemütlichen Grillen bei Familie Schnettler abgerundet.

Führung über den Köln/Bonn Airport

Am 09.09.2013 startete morgens um 08:00 Uhr der Reisebus von Aachen nach Köln. Mit dabei waren insgesamt 51 Institutsmitarbeiter, die sich zunächst auf eine sehr interessante Führung über den Flughafen Köln/Bonn freuen durften. Nach einer ersten Stärkung bei der Ankunft begann um 09:30 Uhr die Führung in zwei Gruppen.



Abb. 1: Führung über den Flughafen

Hierfür mussten zuerst alle Teilnehmer die Sicherheitskontrolle passieren. Anschließend fuhren wir mit zwei Besucherbussen in den Sicherheitsbereich und über das Vorfeld des Flughafens, um aus direkter Nähe zu erfahren, wie die Abfertigung eines Flugzeugs funktioniert. In der Gepäcksortieranlage konnten wir außerdem einen Blick hinter die Kulissen des Flughafenbetriebs werfen und nachvollziehen, wie der Koffer in den Flieger gelangt.

Im Anschluss an die Führung fuhren wir in die Kölner Innenstadt zum gemeinsamen Mittagessen im Kölner Brauhaus Gaffel.



Abb. 2: Mittagessen im Brauhaus Gaffel

Führung durch die Kölner Altstadt

Nach dem Mittagessen lernten wir bei einer Führung durch die Kölner Altstadt verschiedene Sagen und Histörchen über Köln kennen. Wiederum aufgeteilt in zwei Gruppen begann die Führung am Kölner Dom, dem wohl berühmtesten Wahrzeichen Kölns. Wir erfuhren, warum der Dom eine ewige Baustelle ist und wie bei seiner Errichtung angeblich sogar der Teufel seine Finger im Spiel gehabt haben soll. Vorbei am Heintelmännchen-Brunnen gingen wir anschließend zum historischen Kölner Rathaus, an dessen Turm verschiedene Figuren und Skulpturen von der Geschichte der Stadt berichten. Zum Schluss führte uns der Rundgang am Denkmal von Tünnes und Schäl vorbei, zwei Figuren aus dem Kölner Händchen-Puppentheater, die wohl zur Stadt gehören wie Karneval und Kölsch.



Abb. 3: Denkmal von Tünnes und Schäl

Zum Abschluss der Führung durch die Kölner Altstadt blieb noch Zeit für ein neues Gruppenfoto des Instituts mit allen Teilnehmern vor dem Kölner Dom. Wie in den Jahren zuvor ist das Institut auch im vergangenen Jahr stark gewachsen, so dass eine Aktualisierung der Gruppenaufnahme notwendig war. Anschließend fuhren wir mit dem Reisebus wieder zurück nach Aachen.



Abb. 4: Gruppenfoto des Instituts vor dem Kölner Dom

Ausklang bei Familie Schnettler

Der Ausklang des Tages in Form eines gemeinsamen Grillens bei Familie Schnettler im Garten gehört inzwischen fest zum Ablauf des Betriebsausflugs am IFHT. Da auch in diesem Jahr wieder die meisten Kollegen der Einladung folgten und jeder etwas zum Buffet beisteuerte, gab es neben dem Grillfleisch eine große Auswahl an Beilagen, Salaten und leckeren Desserts. Mit dem abschließenden Beisammensein wurde der gesamte Tag abgerundet.

Kontakt

Dipl.-Ing. Michael Weuffel
weuffel@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94944

Dienstleistungsportfolio des IFHT

Das Institut für Hochspannungstechnik verfügt über Erfahrungen in vielen Bereichen der Hochspannungsmess- und -prüftechnik, führt Materialuntersuchungen und Schadensanalysen durch und kann dabei auf eine umfangreiche Ausstattung zurückgreifen.

Dienstleistungen

Ein Schwerpunkt der angebotenen Untersuchungen liegt in der Bestimmung von elektrischen und dielektrischen Materialkennwerten. Im Bereich elektrischer Kennwerte sind vor allem die Durchschlagfestigkeit und der Oberflächen- bzw. Durchgangswiderstand zu nennen, bei dielektrischen Kennwerten liegt ein Schwerpunkt auf der Bestimmung der Dielektrizitätszahl ϵ_r und des Verlustfaktors $\tan \delta$ von Materialproben. Weiterhin sind Teilentladungsmessungen sowie Prüfungen der Spannungsfestigkeit möglich. Die Prüfungen werden gemäß entsprechender Normen durchgeführt. Bei Bedarf können kundenspezifische Prüfvorschriften entwickelt werden, beispielsweise Untersuchungen bei veränderten Umgebungsbedingungen (Temperatur, Luftfeuchtigkeit). Neben experimentellen Untersuchungen stehen verschiedene Simulationstools zur Verfügung. Dabei liegt neben der Berechnung elektrischer und magnetischer Felder ein Schwerpunkt auf CFD-Simulationen zur Berechnung elektrischer und thermodynamischer Vorgängen beispielsweise in Leistungsschaltern. Bei umfangreichen Fragestellungen bietet sich eine Kooperation im Rahmen von F&E-Projekten an.

Einrichtungen

Neben den klassischen hochspannungstechnischen Laboren stehen mehrere spezialisierte Labore und Prüfkreise zur Verfügung, u.a.:

- Hochspannungshalle für Prüfungen bis 400 kV AC bzw. 800 kV Stoßspannung
- Hochspannungsbaukästen für den modularen Aufbau von Versuchsanordnungen
- Synthetische Prüfkreise zur Bestimmung des Ausschaltvermögens von Leistungsschaltermodellen mit verschiedenen Isoliergasen
- Teilentladungsmessstände mit Prüfspannungen bis 200 kV und Störpegel $< 0,3$ pC
- mehrere Klimakammern (15m³, -40 °C bis 140 °C) und Öfen sowie ein Thermoschockschrank
- Prüfstände und Testkammern zur Untersuchung von Alterungsvorgängen (u.a. Salznebeltest)
- Labor zur Materialverarbeitung von Isolierstoffen
- Ultraschallprüflabor zur Untersuchung von Isolierstoffen
- Windkanal mit Globalstrahlung und Temperaturregelung sowie Zuganlage für Leiterseile mit Strömen bis 3000 A

Zusammen mit den institutseigenen Werkstätten können so unterschiedlichste Versuchsaufbauten realisiert werden, die sich an die Anforderungen der durchzuführenden Untersuchungen anpassen lassen.

Kontakt

Dr.-Ing. Ralf Puffer
 puffer@ifht.rwth-aachen.de
 +49 241 80-94950

Hochspannungstechnische Gesellschaft (HTG) an der RWTH Aachen e.V.

Die Hochspannungstechnische Gesellschaft (HTG) an der RWTH e.V. ist der Zusammenschluss von Ehemaligen des IFHT. Das Jahr 2013 war für die HTG von drei Ereignissen geprägt:

- der HTG-Preis für Nachwuchswissenschaftler,
- das Ehemaligentreffen und
- eine sehr erfreuliche Mitgliederentwicklung des Vereins.

Der HTG - Preis

In 2013 wurde zum zweiten Mal der HTG - Preis für ausgezeichnete Bachelor-/Master- und Diplomarbeiten am IFHT vergeben. Der Preis ist dotiert mit je 1.000 Euro. Beindruckt war der Beirat der HTG von der überaus hohen wissenschaftlichen Qualität der eingereichten Arbeiten. So wurden in diesem Jahr drei Arbeiten prämiert, zwei Master- und eine Bachelorarbeit.

Ausgezeichnet wurden:

Herr Philipp Erlinghagen M.Sc. für seine Masterarbeit mit dem Titel „Entwicklung von Lösungsverfahren des mehrstufigen Netzausbauproblems unter Berücksichtigung von Topologieänderungen und Speichern“. Diese Arbeit wurde in der Abteilung Nachhaltige Energiesysteme (NES) im IFHT angefertigt.

Herr Tobias Falke, M.Sc. für seine Masterarbeit „Entwicklung eines agentenbasierten Modells zur energieeffizienten Auslegung von Quartieren“. Auch diese Arbeit wurde in der Abteilung Nachhaltige Energiesysteme (NES) erstellt.

Herr Benedikt Mölders für seine Bachelorarbeit „Bewertung und Erweiterung von Durchhangsmodellen für Hochtemperatur-

leiter“ aus der Abteilung Netztechnik (PST).

Die Arbeiten wurden von den Preisträgern während des wissenschaftlichen Kolloquiums im Rahmen der Ehemaligenveranstaltung am 14.06.2013 in Aachen vorgestellt. Die feierliche Preisverleihung fand während der Festveranstaltung am Abend des Ehemaligentreffens statt (siehe Foto). Herr Falke und Herr Erlinghagen setzen ihre wissenschaftliche Karriere jetzt am IFHT fort.



Weitere Förderungen durch die HTG

In der Promotionsförderung wurden bisher sieben Assistenten unterstützt - in 2013 ist hier eine Förderung hinzugekommen. Die Zahl der Förderung für Peer Review - Veröffentlichungen hat sich von zwei auf vier verdoppelt.

Ehemaligentreffen 14./15.06.2013 in Aachen

Im Juni fand das traditionelle Ehemaligentreffen des IFHT statt. Nachmittags wurde in Vorträgen durch die Leitung des IFHT das aktuelle Forschungsspektrum vorgestellt. Am Abend fand in festlichem Ambiente ein feierliches Abendessen in den Räumen der Erholungsgesellschaft statt.

Hier bot sich für die Ehemaligen und die wissenschaftlichen Mitarbeiter des IFHT Gelegenheit zum Austausch und zur Kontaktpflege. Am Samstag führte Herr Kutscher vom Facility Management der RWTH die Gäste über das neue Campusgelände der Hochschule. Die schon stattgefundene und die geplante Erweiterung der RWTH beeindruckten die Ehemaligen sehr. Die TH bleibt auch weiterhin eine Top-Adresse, wenn es um Zukunftstechnologien geht.

Unternehmensvorstellung von Ehemaligen für Studierende der Elektrotechnik:

Im Rahmen des traditionellen Semesterabschlussgrillens des IFHT stellte HTG-Mitglied Dr. Christian Hille, Geschäftsführer der P3 Energy, das Unternehmen vor. Das Unternehmen ist eine Tochter der P3 Group, einer internationalen Holding, die Beratung rund um innovative Ingenieurdienstleistungen anbietet. Dr. Hille erläuterte den rund 100 Studierenden die unterschiedlichen Geschäftsbereiche und verschiedene Karrieremöglichkeiten des Unternehmens. Der gesellige Teil der Veranstaltung wurde dankenswerterweise von der P3 Energy gesponsert.

Entwicklung der Mitgliederzahlen und Promotionsjubiläen

Im Jahr 2013 sind dem Verein sechs neue Mitglieder beigetreten. Die im Vergleich zu den Vorjahren hohe Zahl der Eintritte zeigt die Bereitschaft der Ehemaligen, sich für den wissenschaftlichen Nachwuchs zu engagieren. Die HTG hat nun 48 Mitglieder.

Auch standen 2013 erneut Promotionsjubiläen Ehemaliger an, zu denen das IFHT und die HTG gratulierten. Drei von ihnen konnten sogar ihr 40-jähriges Promotionsjubiläum feiern (Dr. Horst Lennertz, Dr. Hans-Jürgen Schild und Dr. Jürgen Schwarz).

Ausblick: 80. Geburtstag von Prof. Klaus Möller im Mai 2014

Herr Prof. Klaus Möller, langjähriger Leiter des Instituts, vollendet im Mai 2014 sein 80. Lebensjahr. Aus diesem Anlass findet am 28.05.2014 in Aachen ein wissenschaftliches Kolloquium statt. Die Ehemaligen des IFHT sind hierzu herzlich eingeladen. Im Rahmen der Veranstaltung wird die HTG-Mitgliederversammlung 2014 stattfinden.

Last but not least:

Allen, die im vergangenen Jahr zum Gelingen der HTG-Aktivitäten beigetragen haben, sei an dieser Stelle herzlich gedankt!

Kontakt:

Dr. Christian Cornelissen

Dr. Philipp Walter

mail@htg-aachen.de

www.htg-aachen.de