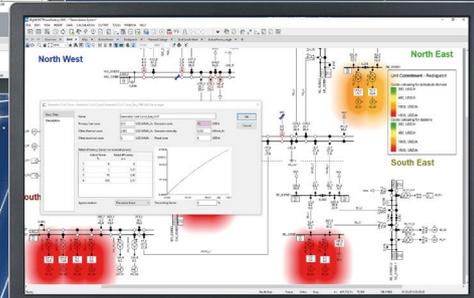
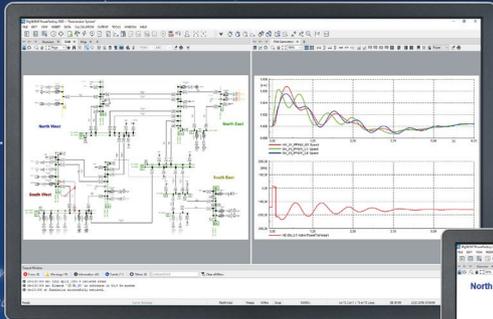


ETG Kongress 2023

Die Energiewende beschleunigen





POWERFACTORY

DIE KOMPLETTLÖSUNG FÜR DIE ANALYSE VON STROMNETZEN

PowerFactory ist eine weltweit führende Netzberechnungssoftware für die Analyse von elektrischen Systemen. Sie deckt das gesamte Funktionsspektrum von Standard-Funktionen bis hin zu äußerst komplexen und anspruchsvollen Anwendungen ab, zu denen Windkraft, dezentrale Erzeugung, Echtzeitsimulation und Performance Monitoring zur Netzprüfung und -überwachung gehören.

- Breite Abdeckung von Netzanwendungen nach dem Stand der Technik
- Effiziente und robuste Berechnungsalgorithmen für Simulation und Optimierung
- Umfangreiche und flexible Modellierungsfunktionen mit einer breiten Palette an Betriebsmittel-Modellen und Bibliotheken
- Unterstützt alle Netzmodelle und Phasen-Technologien
- Für alle Zeitbereiche korrekte Netzdarstellungen durch eine zeitbasierte Ausbaumodellierung
- Leistungsfähige Netzdiagramme und Grafik-/Darstellungsfunktionen
- Ein- und Mehrbenutzerumgebung
- Breite Palette an Standard- sowie funktionspezifischen Diagrammen
- Skript-Funktionalität bietet unbegrenzte Möglichkeiten bei der Prozessautomatisierung und -optimierung

Tauchen Sie ein in die breite Palette der Anwendungen und Funktionen von PowerFactory und finden Sie heraus, wie Sie PowerFactory für sich nutzen können!



Für weitere Informationen besuchen Sie:
www.digsilent.de/powerfactory

In mehr als 170 Ländern tätig.

POWER SYSTEM SOLUTIONS

MADE IN GERMANY

Liebe ETG Mitglieder,

Es freut mich sehr, Sie hier im ETG *journal* 02/2023 als neue Vorsitzende gemeinsam mit dem neuen Vorstand zu begrüßen.

Wir sind in einem sehr dynamischen Umfeld, in dem wir als Energietechnische Gesellschaft eine große Verantwortung haben. Wir haben keine Zeit mehr zu verlieren, sondern müssen zusammen sofort und entschlossen die Transformation des Energiesystems mit vorhandenen Technologien vorantreiben und gleichzeitig daran arbeiten, die noch bestehenden Lücken zu schließen. Wie können wir also in unserem ehrenamtlichen Engagement wirkungsvoll dazu beitragen, dass wir unserer Vision – einem nachhaltigen, klimaneutralen, effizienten und sicheren Energiesystem – erreichen?

Im ersten halben Jahr der neuen Amtsperiode 2023–2025 haben wir deshalb als Vorstand zusammen mit den Fachbereichsleiterinnen und -leitern die Strategie so überarbeitet, dass sie den neuen Herausforderungen gerecht wird. Wir laden Sie ein zu unserer gemeinsamen Reise in den kommenden drei Jahren. Jede und jeder kann einen Beitrag zum Erfolg leisten.

Die Energietechnische Gesellschaft im VDE (VDE ETG) steht für die Entwicklung der Energiesysteme in Deutschland. Sie bündelt die Fachkompetenz von der Erzeugung, Speicherung, Übertragung und Verteilung bis hin zu den vielfältigen Anwendungsfeldern elektrischer Energie und relevanten Querschnittstechnologien. Eingebunden in das fachübergreifende Netzwerk des VDE, ist die ETG eine über die Grenzen hinaus anerkannte und wahrgenommene technisch-wissenschaftliche Vereinigung.

Wir schaffen

- eine gemeinsame Plattform für den Wissensaustausch in Wissenschaft und Wirtschaft
- die Beschleunigung der Energietransformation
- Verständnis für nachhaltige Energietechnik in der Gesellschaft
- Handlungsfelder für die Politik

Wir verbinden

- Menschen
- Generationen
- etablierte Institutionen und Start-ups
- Wissenschaft, Wirtschaft, Gesellschaft

...mit Leistung und Energie!



Die neuen Fokusthemen in der ETG Strategie sind:

- 1. Ausbildung:** Wie begeistern wir junge Leute für energietechnische Themen, und wie sorgen wir dafür, dass Fachkräfte begeistert an der Energietransformation mitwirken? Hierzu wollen wir besonders mit den Bezirksvereinen des VDE zusammenarbeiten.
- 2. Multi-Energiesysteme:** Das zukünftige Energiesystem wird ein System von Systemen sein, in dem zentrale und dezentrale Elemente, Gleichstrom und Wechselstrom, elektrische und molekülbasierte Systeme sowie auch Transportsysteme und Wärme zusammen arbeiten müssen.
- 3. Nachhaltigkeit** elektrischer Energiesysteme über die gesamte Lebenszeit und vollumfänglich.
- 4. KI-Anwendungen:** Wie kann Künstliche Intelligenz für Anwendungen in der elektrischen Energieversorgung eingesetzt werden, und welche Risiken sind damit verbunden?
- 5. Politik und Gesellschaft:** Wir müssen die Gesellschaft mehr als bisher bei der Energietransformation mitnehmen. Dazu kann die ETG fachlich fundierte und neutrale Informationen erarbeiten und kommunizieren.

Die Energietransformation kann nur als internationale Gemeinschaftsanstrengung gelingen. Mein Anliegen ist es, dass wir in Deutschland die internationalen Erfahrungen berücksichtigen und gleichzeitig unser Wissen in die internationalen Gremien wie zum Beispiel CIGRE mit einbringen.

Auf dem erfolgreichen ETG Kongress „Die Energiewende beschleunigen“ im Mai 2023 haben 360 Teilnehmerinnen und Teilnehmer mit großer Begeisterung diskutiert, wie wir diese Herausforderungen meistern.

Unsere Strategie haben wir als Vorstand in der Mitgliederversammlung vorgestellt und positive Resonanz dazu erhalten. Nun sind die Fachbereiche an der Reihe, diese Themen mit mehr Leben zu füllen, konkrete Formate zu erarbeiten und Expertinnen und Experten dafür zu rekrutieren.

Die aktive Mitarbeit in einem der Fachbereiche oder bei einer Studie bietet hervorragende persönliche und fachliche Entwicklungsmöglichkeiten für angehende technische Fach- und Führungskräfte. Hier arbeiten Kolleginnen und Kollegen aus Energieversorgung, Industrie und Wissenschaft in vertrauensvollem Umfeld zusammen. Die ETG Fachbereiche und Arbeitsgruppen tragen somit zur Weiterbildung von Fach- und Führungskräften bei, die wir so dringend für die Energietransformation benötigen. Wenn Sie Interesse daran haben, bei unseren Aktivitäten mitzumachen und zu gestalten, freuen wir uns auf Sie!

Nun wünsche ich Ihnen eine spannende Lektüre des ETG *journals*.

Ihre
Dr.-Ing. Britta Buchholz
ETG Vorsitzende

<u>Editorial</u>	3		
<u>TITELSTORY</u>	6	E	<u>ETG AKTUELL</u> 10
ETG Kongress 2023 – Von Elektronen und Emotionen	6		
			Rückblick ETG Veranstaltungen
		E1	Eine Vision vom Energiesystem 2050: Ist eine 100 % Versorgung mit Erneuerbaren Energien möglich? 10
			Herbert-Kind-Preis 11
			ETG Literaturpreis 15
			ETG Literaturpreis – Preisaufruf 2024 17
			Herbert-Kind-Preis – Preisaufruf 2024 17
			ETG Award 2023 18
			Best-Paper-Award 19
		E2	Dezentrale Leistungsflussregelung mit Unified Power Flow Controller in Übertragungsnetzen . . . 20
		E3	Low Voltage Laboratory Grid for Smart Grid Systems with Bidirectional Power Flows 27
		E4	Application of artificial neural networks for power system state estimation – Validation with a weighted least squares algorithm 33

ETG Task Forces

E5 Aktueller Stand der ETG Task Force „Betriebsmittel im Netz der Energiewende“ 40

E6 Der Digitale Zwilling in der Netz- und Elektrizitätswirtschaft 41

E7 Präsentation der Kernergebnisse der ETG Taskforce Zielbild für ein klimaneutrales und nachhaltiges Energiesystem 43

E8 Hochautomatisierung der Nieder- und Mittelspannungsebenen im Verteilnetz. 46

E9 Flexibilisierung des Energiesystems. 49

E10 ETG Mitgliederversammlung 2023 53

E11 Staffelstabübergabe in der ETG Geschäftsstelle . . 55

ETG Veranstaltungen

Vorschau 2023 56

I INTERNATIONALES 58

I1 Aktuelle Informationen aus CIRED. 58

I2 Aktuelle Informationen aus dem Deutschen Komitee der CIGRE 59

Y VDE YOUNG NET 61

Y1 VDE Young Net: Wieder durchstarten nach der Corona-Pause 61

H HISTORIE DER ELEKTROTECHNIK 64

H1 Geschichte des Stromwandlers, Teil 1 64

Veranstungskalender 71



ETG Kongress 2023 – Von Elektronen und Emotionen

25. – 26. Mai 2023 in Kassel

Der Wandel im Energiesystem ist schnell und tiefgreifend. Damit er gelingt, braucht es eine gemeinsame Vision im positiven Sinne. Das war eine von mehreren Erkenntnissen des diesjährigen ETG Kongresses in Kassel, bei der es nicht nur um Elektronen, sondern auch um Emotionen ging.

Die Klimakrise drängt, die Energiewende nimmt Fahrt auf, der Wandel muss noch schneller werden – so hatte das Planungsteam der ETG bereits vor anderthalb Jahren das Thema des diesjährigen Kongresses umrissen. Das war, bevor es einen Krieg in der Ukraine, eine Energiekrise und darauf folgende Oster- und Sommerpakete gab. Nun geht alles noch schneller als gedacht. Entsprechend groß ist das Interesse. Fast 360 Tagungsgäste sind für den ETG Kongress 2023 in Kassel zusammengekommen, 115 Beiträge sollen in den nächsten Tagen präsentiert werden. Die Teilnehmenden kommen nicht nur von Netz- und Energietechnik-Unternehmen, sondern auch von Universitäten und Forschungseinrichtungen, viele junge Menschen sind darunter. Turnschuhe zum Anzug sind eine häufige Kombination, Krawatten sieht man selten. „Wir werden in diesem Wandel auch alte Eckpfeiler umwerfen müssen – und dann müssen wir neue parat haben“, kündigt Tagungsleiter *Dr.-Ing. Michael Schwan* gleich in der Eröffnungsrede an. Dabei gehe es nicht nur um Technik. Auch für die Wirtschaftlichkeit müsse es Rahmenbedingungen geben, die zur neuen Energiewelt passen. „Wo wird das Geld hingelenkt? Kommt es dort an? Und wie fließen Investitionen wieder zurück?“, fragt Schwan. Diese Fragen und mögliche Antworten werden in den nächsten Tagen immer wieder Thema sein.



Dr. Schwan eröffnet den ETG Kongress



Prof. J. Kreusel (Hitachi Energy) in der Podiumsdiskussion



P. A. Kienscherf (Ewi Universität Köln) in der Podiumsdiskussion

lich lohnen, die auch volkswirtschaftlich sinnvoll sind. „Bisher ist das Geschäftsmodell für den Netzbetrieb zu statisch, operative Mehrkosten für mehr Flexibilität spiegelt der Anreizrahmen nicht wieder“, sagt *Philipp Artur Kienscherf* vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (Ewi). Das Ergebnis: Für die Netzbetreiber lohnt sich der teure Leitungsbau eher als deutlich günstigere operative Maßnahmen. Auch Ingenieure verschiedener Disziplinen und Branchen können leicht aneinander vorbeireden, wie die Debatte um das Laden von Elektroautos zeigt. „Nicht nur die systemische Sicht der energietechnischen Experten hat ihre Berechtigung. Auch die Automobilindustrie hat ihre Beweggründe. Wir müssen

miteinander sprechen und die richtigen Fragen stellen“, sagt Kreusel. „Wenn Industrien sich gegenseitig bekämpfen, verlangsamt das die Energiewende“.

Spürbar ist die Offenheit für andere Sichtweisen auch auf der Konferenz: Elektrotechnik, Digitalisierung, Klimaschutz und Kommunikation sind in Vorträgen, Gesprächen und Rückfragen oft eng miteinander verwoben. Ein Zuhörer berichtet vom gemeinschaftlichen Eigenverbrauch in Mehrfamilienhäusern, der in Österreich bereits möglich sei, und durch den direkten Nutzen Akzeptanz steigern. Ein Referent erzählt von einem Experiment bei der „Nacht der Wissenschaften“, bei dem die Teilnehmenden das elektromagnetische Feld an einer Freileitung (30 μT) und an einer Bohrmaschine (80 μT) selbst nachmessen konnten.

Fünf neue Fokusthemen für die ETG

Manche Aspekte zogen sich wie rote Fäden durch das Tagungsprogramm und die Diskussionen und sind zugleich immer wieder miteinander verwoben. Sie klar zu formulieren, ist daher nicht so leicht. Die ETG fasst sie in fünf neuen Fokusthemen zusammen, die die ETG-Vorsitzende Dr.-Ing. Britta Buchholz vorstellte:

1. **Ausbildung und Nachwuchsgewinnung:** Wie begeistern wir junge Menschen dafür, die Energiewende mitzugestalten?
2. **Multienergiesysteme:** Zentral und dezentral, Moleküle und Elektronen, Gleichstrom und Wechselstrom – wie greifen all die Systeme ineinander?
3. **Nachhaltigkeit:** Wie kann das Energiesystem komplett nachhaltig werden – von den eingesetzten Komponenten über den ganzen Lebenszyklus im Energiesystem?
4. **Künstliche Intelligenz:** Jeder redet davon, aber wie können wir sie sinnvoll für das Energiesystem nutzen?
5. **Politik und Gesellschaft:** Informieren und Kommunizieren: Wie bringen wir das Wissen in die Öffentlichkeit?

Wie auf der Konferenz ist auch bei den Fokusthemen transdisziplinäres Arbeiten angesagt. Die Idee: Die verschiedenen Fachbereiche und Ausschüsse sollen sich gemeinsam mit diesen Themen befassen. Auch übergreifende Task Forces sollen neu entstehen. Je nach Situation kann es Tagungen, Hintergrundpapiere oder ganz neue Formate wie Podcasts zu den Fokusthemen geben. Wie immer gilt: [Mitmachen ist erwünscht](#).

Kann die dezentrale Energiewelt auch Redispatch?

Unter den Fachvorträgen hervorheben lässt sich der Block zum Thema Redispatch, bei dem sich hinter den voll besetzten Stühlen die Zuschauenden in zwei stehenden Reihen drängen. Christiane Schiller von 50Hertz und Christoph Brosinsky von den Thüringer Energienetzen berichten mit offenen und deutlichen Worten von den Erfahrungen mit dem Pilotbetrieb zum Redispatch 2.0, an dem bereits Anlagen ab 100 kW Nennleistung teilnehmen sollten.

Nach einem schwierigen Start begann der Pilotbetrieb bei 50Hertz und zwei Verteilnetzbetreibern im Juni 2022. „Mittlerweile ist das Redispatch 2.0 im operativen Betrieb mit Einschränkungen. Unser Ansatz ist ein Minimum Viable Process“, sagt Brosinsky. Bevor es ans weitere Rollout geht, soll aber erstmal eine vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) koordinierte Taskforce für klare Rahmenbedingungen sorgen.

Flexibilität: Wenn die Selbstoptimierung nach hinten losgeht

Noch vor dem offiziellen Konferenzstart stellten zwei VDE ETG Taskforces ihre Ergebnisse vor. Im einen Raum ging es um die Flexibilisierung des Energiesystems, nebenan darum, wie ein Digitaler Zwilling in der Netz- und Elektrizitätswirtschaft weiterhelfen kann.

Prof. Martin Wolter, Leiter des Institutes für Elektrische Energiesysteme (IESY) an der Universität Magdeburg fasst die Ergebnisse der Taskforce Flexibilität zusammen. Am Anfang steht eine simple Erkenntnis: „Die Flexibilität der Erzeuger wird schrumpfen, die Flexibilität der Verbraucher wächst.“

Definiert hat die Taskforce Flexibilität als die Fähigkeit von Netznutzern (Verbraucher, Speicher und Erzeuger), ihr aktuelles oder zukünftiges Verhalten gezielt und dynamisch anzupassen. Doch auf wessen Erfordernisse reagieren diese flexiblen Nutzer überhaupt? Am weitesten

verbreitet ist bisher die Ausrichtung am Eigenbedarf, zum Beispiel mit Hilfe von Speichern oder Lastverschiebungen, um Bandlasten auszuschöpfen oder Leistungsspitzen zu vermeiden. Wer Flexibilität so nutzt, profitiert schon heute finanziell erheblich. Neben dieser Eigenoptimierung beschreibt die Taskforce einen netzorientierten Einsatz der Flexibilität (Spannungshaltung, Engpassmanagement) und einen systemorientierten Einsatz (Ausrichtung am Strommarkt, Frequenzhaltung). Die Crux: Die Regierung hat hohe Anreize für die Eigenoptimierung gesetzt, begründet im Glauben, das würde auch dem Netz und dem System nutzen. „Tatsächlich reizt die Selbstoptimierung auch Speicherzyklen an, die volkswirtschaftlich gar nicht sinnvoll sind“, sagt Wolter.

Weitere Details gibt es Ende des Jahres auf einem eigenen Workshop der Taskforce zu berichten.

Auf der Konferenz war auch das Redispatch 3.0 bereits Thema, das bis in die Prosumerebene hineinreichen soll. Fahrpläne gibt es dort nicht mehr – stattdessen müssen Künstliche Intelligenz und austarierte Anreize dafür sorgen, dass hunderte tausende Wärmepumpen und Elektroautos sich netzgerecht verhalten. Wie das zumindest theoretisch gehen kann, diskutieren Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, Industrieunternehmen und Standardisierungsorganisationen noch bis Ende 2024 in einem Forschungsprojekt.

Ausgezeichnet: Großes Engagement und gute Poster

Nach zwei intensiven Konferenztagen waren am Freitagnachmittag noch einige Auszeichnungen zu vergeben. Die erste war der Herbert-Kind-Preis, den die VDE ETG jährlich für besondere Studienleistungen verleiht und der ein Stipendium in Höhe von 5.000 Euro für einen Auslandsaufenthalt beinhaltet. Er ging in diesem Jahr an *Lisa Reis*, die gerade ihren Master in Elektrischer Energietechnik abgeschlossen hat. Ihr Stipendium nutzte sie für ihre Masterarbeit im norwegi-

schen Trondheim. In Kooperation mit dem Forschungsinstitut SINTEF Energy arbeitete sie dort an der Modellbildung von Stromrichtersystemen und führte Laboruntersuchungen mit Hilfe eines Echtzeitsystems durch – und konnte während ihrer Arbeit am Schreibtisch nebenbei die Nordlichter beobachten.



Preisträger der Best Paper Awards (es fehlt M. Koch)



L. Reis erhält den Herbert-Kind-Preis 2022



Dr. M. Kleimaier erhält den ETG Award

Der Träger des ETG Awards, *Dr. Martin Kleimaier*, erhielt den Preis als ein „seit vielen Jahren besonders aktives Mitglied“ der ETG. Seit 2017 setzte er neue Akzente im Fachbereich Erzeugung, rückte die Erneuerbaren Energien und Stromspeicher in den Vordergrund. Das machte sich nicht nur in Hintergrundpapieren bemerkbar, sondern wenn nötig auch in schnellen öffentlichen Reaktionen. Als zu Beginn der Energiekrise ein Hype um Heizlüfter ausbrach, reagierte Kleimaier schnell mit offensiver Aufklärungsarbeit und Interviews in Publikumsmedien. Dass sich das Engagement in einem Preis niederschlägt, hatte er nicht erwartet. „Ich war geflasht“, sagt er.

Über die besten Poster der Konferenz hatte das Publikum per App abgestimmt. Die drei Best Paper Awards gingen an *Markus A. Koch* (Low Voltage Laboratory Grid for Smart Grid Systems with Bi-Directional Power Flows), *Andreas Winter* (Application of artificial neural networks for power system state estimation - Validation with a weighted least squares algorithm) und *Soham Choudhury* (Dezentrale Leistungsflussregelung mit Unified Power Flow Controller in Übertragungsnetzen).

Mehr Kommunikation und transdisziplinäres Arbeiten, mehr Sichtbarkeit für Innovationen, mehr Begeisterung – mit diesen Worten lassen sich die Zukunftswünsche und Vorsätze zusammenfassen, die die Teilnehmenden mit nach Hause nehmen. Tagungsleiter Schwan sagt es mit einem Sprichwort: „Tu Gutes und rede darüber – auch auf Social Media“.

Tagungsband

VDE Verlag



Energetische Gesellschaft im VDE (VDE ETG) (Hrsg.)

*ETG-Fb. 170: ETG Kongress 2023
Die Energiewende beschleunigen*
25.–26. Mai 2023, Kassel

ETG Fachberichte

ISBN 978-3-8007-6108-1 (CD-ROM)

ISBN 978-3-8007-6109-8 (E-Book)

ISSN 0341-3934

2023, VDE VERLAG GMBH · Berlin · Offenbach,

Bismarckstraße 33, 10625 Berlin, Germany

Persönliche VDE Mitglieder erhalten auf diesen Titel

10 % Rabatt.

Bilder © Anja Rottke – VDE



Eva Augsten hat Technischen Umweltschutz studiert und berichtet seit 2004 für verschiedene Fachmedien als Journalistin über die Energiewende.

Rückblick ETG Veranstaltungen

E1 Eine Vision vom Energiesystem 2050: Ist eine 100 % Versorgung mit Erneuerbaren Energien möglich?

VDE Webinar zur ETG Studie Zukunftsbild Energie

Über 300 Teilnehmerinnen und Teilnehmer beim gemeinsamen online Format von ETG und den VDE Regionalorganisationen

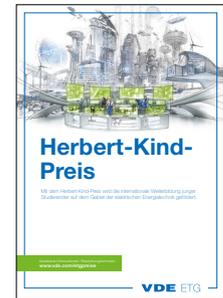
Wir befinden uns derzeit an einem historischen Wendepunkt in der Energiepolitik und der weiteren Ausgestaltung unserer Energieversorgung. Eine Task Force der Energetischen Gesellschaft im VDE (VDE ETG) hat daher die Studie mit der Vision für das Energiesystem im Jahr 2050 vorgelegt. Die Gedanken zu Erreichung einer vollständigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien wurden in einem offenen Webinar mit interessierten Gästen aus dem VDE Mitgliedernetzwerk geteilt und diskutiert.

Nach der Vorstellung der wesentlichen Ergebnisse der Studie durch Ben Gemsjäger, stellvertretender Leiter der ETG Task Force, gab es eine kontroverse und vielschichtige Diskussion mit den Teilnehmern. Welche Rollen spielen Regulierung, Verbraucher und die weitere Entwicklung der klimatischen Rahmenbedingungen in Europa? Wie ist der zelluläre Ansatz vereinbar mit der heute bereits großen räumlichen Diskrepanz zwischen Einspeise- und Lastschwerpunkten? Wie kann die Akzeptanz in Gesellschaft und beim Verbraucher gesteigert werden und welche Rolle kann dabei der VDE spielen?

„Die hilfreichen Impulse aus dem Kreis der Teilnehmenden und die positive Resonanz im Nachklapp, motivieren zu weiteren Veranstaltungen in Kooperation aus ETG und dem VDE Mitgliederbereich“, so Dr. Kevin Rick, Regionalleiter VDE Südwest. „Mit über 300 Gästen und diesem positiven Feedback haben wir im Vorfeld gar nicht gerechnet. Wir freuen uns auf das kommende Webinar nach der Sommerpause.“

Herbert-Kind-Preis

Mit dem Herbert-Kind-Preis würdigt die ETG überdurchschnittliche Studienleistungen auf dem Gebiet der Elektrischen Energietechnik.



Der Preisträger 2023 ist:

Christian Gerdon



Herr Gerdon erhält den Herbert-Kind-Preis für seine ausgezeichneten Studienleistungen, sein extracurriculares Engagement und seine wissenschaftlichen Beiträge zur Energietechnik.

Lebenslauf

Herr Christian Gerdon, Jahrgang 1999, hat nach seinem Abitur mit der Abschlussnote 1,1 das Bachelorstudium Elektrotechnik, Informationstechnik und Technische Informatik an der RWTH Aachen zum Wintersemester 2018/19 aufgenommen und als einer der besten Studierenden seines Jahrgangs in Regelstudienzeit abgeschlossen. Derzeit studiert Herr Gerdon im gleichnamigen Masterstudiengang mit der Vertiefung Electrical Power Engineering und erzielt ausgezeichnete Studienleistungen.

Während seines Studiums forschte Herr Gerdon zusätzlich als wissenschaftliche Hilfskraft am Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen und wirkte an zwei wissenschaftlichen Veröffentlichungen bei IEEE im Bereich des kurativen Engpassmanagements mit, welches ein innovatives Konzept zur Höherauslastung von elektrischen

Netzen darstellt und die Integration von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zukünftig erleichtern könnte. Außerdem übernahm er die Leitung und Betreuung von mehreren wöchentlichen Übungsgruppen im Rahmen der Lehrveranstaltung „Grundgebiete der Elektrotechnik 1“. Zuletzt absolvierte er ein Praktikum bei der 50Hertz Transmission GmbH in Berlin. Dort unterstützte er die Abteilung Strategische Netzplanung bei der Ermittlung von zukünftigen Netzausbauvorhaben für das deutsche Übertragungsnetz im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2037/2045. Aktuell absolviert Herr Gerdon ein Auslandssemester an der Seoul National University in Südkorea.

Christian Gerdon erhielt Stipendien des RWTH Bildungsfonds im Rahmen des Deutschlandstipendiums, ein PROMOS-Stipendium des Deutschen Akademischen Austauschdienstes und ist Teil des studienbegleitenden Förderprogramms Network² der Netze BW. Während seines Studiums wurde er durchgehend in der Dean's List der RWTH Aachen als Teil der besten 5 % der Studierenden seines Jahrgangs geführt.

Herr Gerdon engagiert sich im BeBuddy-Betreuungsprogramm des International Office an der RWTH zur Unterstützung internationaler Studierender bei ihrem Einstieg in ihr Studium sowie den Aachener Alltag und war drei Jahre in der studentischen Selbstverwaltung des „Wohnheim Halifaxstraße/Ahornstraße e.V.“ in Aachen tätig, in der er im Belegungsausschuss für die Verwaltung der Zimmerbelegungen im Wohnheim verantwortlich war.

Das Gutachtergremium hält Herrn Gerdon aufgrund seiner hervorragenden Leistungen in fachlicher sowie persönlicher Hinsicht für einen würdigen Preisträger des Herbert-Kind-Preises 2023.

Erfahrungsbericht von Lisa Reis *(Preisträgerin des Herbert-Kind-Preises 2022)*

Hei! Mein Name ist Lisa Reis und ich habe von Ende Juli 2022 bis Anfang April 2023 acht Monate im norwegischen Trondheim verbracht. Dort habe ich an der *Technisch-Naturwissenschaftlichen Universität Norwegens (NTNU)* in Kooperation mit dem Forschungsinstitut *SINTEF Energy* meine Masterarbeit geschrieben. Der Auslandsaufenthalt wurde durch die ETG in Form des Herbert-Kind-Preises unterstützt und in diesem Bericht darf ich meine Erfahrungen während dieser spannenden Zeit teilen.

Ich habe an der RPTU-KL in Kaiserslautern¹ Elektrotechnik studiert und elektrische Energietechnik vertieft. In verschiedenen Jobs und Praktika habe ich Einblicke in unterschiedliche energietechnische Themen erlangen können und schließlich meine Begeisterung für Hochspannungsgleichstromübertragung (HVDC) entdeckt. In diesem Bereich wollte ich deshalb auch meine Masterarbeit schreiben.

Die NTNU ist mit 42.000 Studierenden die größte Universität Norwegens und hat einen starken Forschungsschwerpunkt auf Maritim- und Energietechnik. Das unabhängige Forschungsinstitut *SINTEF* ist das größte in Skandinavien, hat seinen Hauptsitz in Trondheim und arbeitet eng mit der NTNU zusammen. Es gibt ein Team aus Mitgliedern von *SINTEF* und der NTNU, das sich intensiv mit der Regelung von HVDC und leistungselektronischen Umrichtern im Allgemeinen beschäftigt und bereits öfter internationale Studierende aufgenommen hat. Diese Rahmenbedingungen und die Tatsache, dass Trondheim im wunderschönen Norwegen liegt, lassen erahnen, warum ich mir genau diesen Ort für meinen Auslandsaufenthalt ausgesucht habe.

Mit knapp 180.000 Einwohnern ist Trondheim die drittgrößte Stadt Norwegens. In der ganzen Stadt sind Standorte der NTNU und verschiedener Forschungsinstitute verteilt. Die Innenstadt zeichnet sich durch die vielen typisch skandinavischen Holzhäuser aus und erinnert mit ihrem Charme eher

an eine Vorstadt. Trondheim liegt direkt am gleichnamigen *Trondheimsfjord*, welcher der drittlängste Fjord Norwegens ist, und grenzt an das Naherholungsgebiet *Bymarka*, das im Sommer zu Outdoor-Aktivitäten einlädt.

Meine Zeit an der NTNU begann Ende Juli mit einem dreiwöchigen Intensivsprachkurs um Norwegisch zu lernen. Ich hatte zuhause bereits selbstständig mit einer bekannten Sprachkurs-App und einem Sprachtandem mit zwei norwegischen Studenten angefangen Norwegisch zu lernen. Mutigerweise habe ich mich daher direkt auf den Fortgeschrittenkurs an der NTNU beworben. Die drei Wochen waren, wie der Name des Kurses verspricht, intensiv und ich habe in kurzer Zeit viel gelernt. Zusammen mit dem Konsum norwegischer Nachrichten, Musik und Fernsehserien und zahlreichen Unterhaltungen mit Norwegern, waren meine Sprachkenntnisse schließlich gut genug, um die nächsten Monate auf Norwegisch bestreiten zu können.

Eigentlich wäre es gar nicht nötig Norwegisch sprechen zu können, schließlich sprechen quasi alle Norweger sehr gutes Englisch und viele sogar Deutsch. Die Arbeitssprache an der Universität war in meinem Fall ausschließlich Englisch. Für mich war es trotzdem schön und wichtig, sich in der Freizeit auf Norwegisch verständigen zu können.

Nach dem Sommerkurs fing ich an, mich intensiver in mein Masterarbeitsthema einzuarbeiten. Konkret habe ich mich in der Arbeit mit der Modellbildung leistungselektronischer Umrichter beschäftigt. Das Thema wird zunehmend wichtig, da in Zukunft immer mehr Stromrichter im Netz vorhanden sein werden. Zum Beispiel in Offshore-Netzen, wie sie in der Nordsee geplant sind, werden viele Umrichter verschiedener Hersteller in unmittelbarer Nähe betrieben werden. Um die Stabilität und die Interaktion der Umrichter in diesen Netzen analysieren zu können, sind geeignete Modelle der Umrichter nötig. Meine Masterarbeit war Teil des nationalen norwegischen Forschungsprojekts *Ocean Grid*, das sich unter anderem genau mit dieser Problematik befasst.

¹ hieß bis Dezember 2022 TU Kaiserslautern



Blick auf den Fluss Nidelva, den Nidarosdom und die Kristiansen Festung in Trondheim



National Smart Grid Laboratory: Netznachbildung für AC und DC (links) und zwei 2-level VSCs (rechts)



Camping mit Blick auf den Sonnenuntergang über dem Trondheimsfjord



Blick auf Nordlichter aus dem Dachfenster

Die norwegische Regierung hat sich zu ambitionierten Ausbauzielen von 30 GW offshore installierter Windenergie bis 2040 bekannt. Ein Teil davon soll zur Elektrifizierung der aktuell mit fossilen Brennstoffen betriebenen Prozesse auf Öl- und Gasplattformen genutzt werden, um damit die Emissionen der energieintensiven Prozesse signifikant zu verringern. Es besteht außerdem das Bestreben, Vorreiter im Bereich schwimmender Windkraftanlagen zu werden. Das Thema Offshore-Netze und Interoperabilität von Umrichtern ist für Norwegen, aber auch für die anderen europäischen Länder mit ambitionierten Ausbauzielen für Offshore-Windenergie in der Nordsee, wie Deutschland, Niederlande, Belgien, Dänemark und Großbritannien hoch relevant.

Ganz besonders habe ich mich darüber gefreut, dass ich während meiner Zeit in Trondheim die Möglichkeit hatte, das *National Smart Grid Laboratory* an der NTNU zu nutzen und dort exemplarisch Versuche an echten Umrichtern in einem Niederspannungsnetz durchzuführen.

Neben der Masterarbeit habe ich im Herbstsemester zusätzlich die Veranstaltung *Introduction to Norway* belegt. Die Vorlesung richtet sich explizit an internationale Studierende und es wurden unter anderem Themen wie Geschichte, Geografie, Wirtschaft, Politik, Sprache und Kultur in Norwegen behandelt. Besonders spannend fand ich die Einheiten zur Sami-Kultur, über die ich während des Kurses aber auch bei diversen Museumsbesuchen und Ausflügen einige interessante Dinge lernen konnte.

Schon im Sprachkurs fanden sich schnell gleichgesinnte Weggefährten und es entwickelten sich neue Freundschaften. Auch mein Studentenwohnheim bot stets die Möglichkeit, neue Leute kennenzulernen. Das Wohnheim liegt direkt neben dem Campus *Gløshaugen* und dort hat zwar jeder Bewohner ein eigenes Bad, aber alle 116 (in Worten: einhundertsechzehn) norwegische und internationale Studierende teilen sich ein großes Wohnzimmer und eine riesige Küche. Dass es dort nie langweilig wird, muss man wohl nicht extra dazusagen.

Wie sich das für einen guten Austauschstudenten gehört, ist neben der Arbeit an der Uni natürlich auch Zeit geblieben, um die Umgebung und die umwerfenden Landschaften zu erkunden. Norweger sind absolute Outdoor-Enthusiasten, was ich bei den vielen Tour-Möglichkeiten und der wunderschönen Natur nur zu gut nachvollziehen kann. Im Sommer gehörten an den Wochenenden ausgedehnte Wanderungen und Cam-

ping-Ausflüge fest zum Programm. Dabei konnte es sogar vorkommen, dass man auf das ein oder andere Rentier oder einen Elch traf.

Ebenfalls fester Teil der Wochenend-Routine war der Taco-Freitag (norwegisch: *taco-fredag*). Auch wenn man das in Norwegen eher nicht erwarten würde, sind Tacos mittlerweile ein typisches Gericht und für viele Norweger ist es ein eingespieltes Ritual, sich am Freitagabend mit Familie oder Freunden zu treffen, um Tacos zu essen.

Im Spätsommer stieg mit kürzer werdenden Tagen schon ab Ende August die Chance, in Trondheim die heiß begehrten Nordlichter sehen zu können. Mit einem nach Norden gerichteten Dachfenster meiner Wohnung im sechsten Stock kam ich glücklicherweise sehr oft in den Genuss (und das ganz ohne hinaus in die Kälte zu müssen).

Im Herbst wurde es nämlich schnell vor allem nachts recht kalt. Die Touren im Zelt wurden daher durch die etwas wärmere Alternative in Form von Hüttentouren ersetzt. Die Hüttenkultur ist in Norwegen stark ausgeprägt. Viele Norweger haben eine eigene Hütte in der Natur, auf die sie sich in den Ferien oder am Wochenende zurückziehen. Außerdem gibt es das Hütten-Netzwerk des norwegischen Wandervereins *DNT*, für das man als Mitglied einen Generalschlüssel für 550 Hütten in ganz Norwegen ausgehändigt bekommt.

Ab Dezember gab es, so wie man das von einem norwegischen Winter erwarten würde, jede Menge Schnee. Die Wanderschuhe wurden entsprechend gegen Ski oder Schneeschuhe eingetauscht. Ich habe mich auch erstmals im Langlauf geübt, der in Norwegen im Winter nicht wegzudenken ist. Nicht umsonst sagt man, dass Norweger mit Ski an den Beinen geboren werden.

Ein besonderer Vorteil beim Ausprobieren neuer Wintersportarten war hier, dass es in ganz Norwegen Organisationen gibt, bei denen jeder kostenlos Equipment, wie zum Beispiel Langlauf- oder Alpinski, aber auch Zelte, Isomatten, Angeln oder Campingkocher ausleihen kann. Ähnlich wie die Bewirtschaftung des Hütten-Netzwerkes werden diese Ausleihstellen größtenteils durch freiwillige Helfer ermöglicht. Die Motivation dahinter ist, dass es jedem ermöglicht werden soll, in der Natur aktiv zu sein.

In Trondheim lagen an den kürzesten Tagen immerhin noch viereinhalb Stunden zwischen Sonnenauf- und -untergang. Tatsächlich hört sich das schlimmer an als ich es wahrgenom-



Auf Hüttentour in Trollheimen

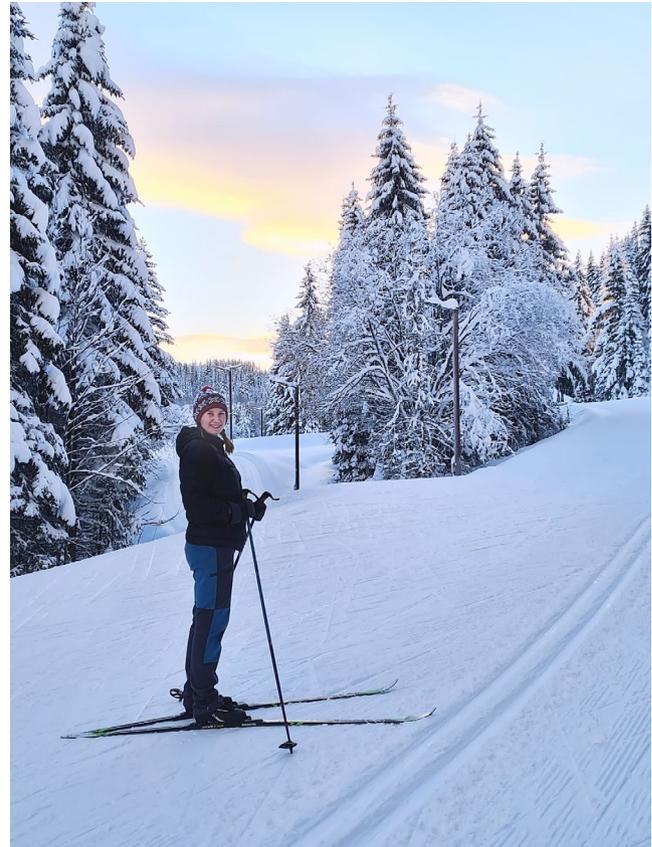
men habe. Für viele stellen die dunklen Tage jedoch eine große psychische Belastung dar. Schon im Herbst beginnt man deshalb sich auf die sog. Dunkelzeit vorzubereiten. Die Stadt ist im Winter mit zahlreichen Lichtern geschmückt, wie man es von deutschen Weihnachtsmärkten kennt. Auch zuhause oder auf der Hütte macht man es sich gemütlich (norwegisch: *koselig*). Zusammen mit dem vielen Schnee und der Möglichkeit Wintersport zu betreiben habe ich das im Winter sehr genossen.

Es gibt in Norwegen viele Initiativen, die auf das Thema mentale Gesundheit aufmerksam machen. Besonders im Winter wird oft betont, dass es wichtig ist, raus in die Natur zu gehen um einen Ausgleich zum stressigen Alltag zu schaffen. Auch an der Universität habe ich wahrgenommen, dass viel Wert darauf gelegt wird, bewusst Pausen einzulegen. Neben einem sehr umfangreichen Sportprogramm wurden vom Studierendenwerk immer wieder verschiedene Workshops und Vorträge dazu angeboten.

Die Abgabe meiner Masterarbeit erfolgte im April und markierte das Ende eines unglaublich spannenden und lehrreichen Auslandsaufenthalts.

Während meiner Zeit in Norwegen habe ich in kurzer Zeit viel erlebt und es sind unzählige tolle Erinnerungen entstanden. Fachlich habe ich von meinen Betreuern, Kollegen und im Selbststudium sehr viel gelernt. Die Erfahrungen, die ich während meiner Zeit in Norwegen gemacht habe, haben mich in meiner beruflichen aber auch besonders in meiner persönlichen Entwicklung enorm weitergebracht und ich bin sehr dankbar dafür.

An dieser Stelle bedanke ich mich ganz herzlich bei der ETG für den Herbert-Kind-Preis und für die Unterstützung meines Auslandsaufenthalts in Norwegen.



Beim Langlauf in Trondheim



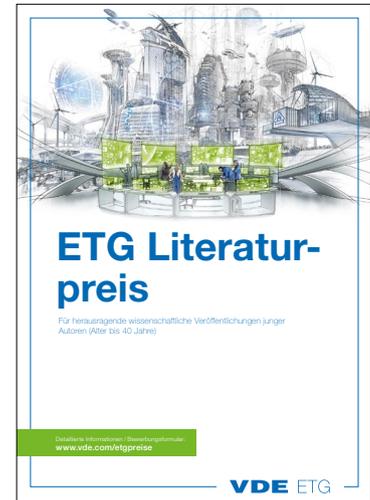
Zurück in Kaiserslautern zur Abgabe der Masterarbeit

ETG Literaturpreis

Die ETG verleiht jährlich für herausragende Publikationen auf dem Gebiet der Elektrischen Energietechnik den ETG Literaturpreis. Mit der Auszeichnung ist eine Prämie von 3.000 € pro Publikation verbunden.

Dieses Jahr wurden drei Veröffentlichungen prämiert. Die Preisverleihung erfolgt durch die ETG Vorstandsvorsitzende Frau Dr.-Ing. Britta Buchholz im Rahmen der CIGRE/CIRED Informationsveranstaltung am 10. Oktober 2023 in Stuttgart.

Die Preisträger sind:



Dr. Dennis Albert

in Würdigung der Veröffentlichung

Further Improvements in Topological Transformer Model Covering Core Saturation

erschienen in: *IEEE Access* vol. 10, 2022, June 15, 2022, pp. 64018–64027

Laudatio (Prof. Robert Schürhuber, TU-Graz)

Sowohl aus meiner praktischen Erfahrung als auch aus meiner Erfahrung als Hochschullehrer sind jene Phänomene, welche mit dem Magnetismus verbunden sind, stets in der Liste jener zu finden, welche am schwierigsten zu verstehen und nachzuvollziehen sind. Der Grund dafür ist das komplizierte Materialverhalten ferromagnetischer Stoffe. Zwar zeigen nahezu alle Materialien nur in gewissen Grenzen ein einfaches, d. h. lineares Verhalten, aber bei ferromagnetischen Stoffen werden die Grenzen der Gültigkeit linearer Modelle schon sehr bald erreicht und es führt kein

Weg daran vorbei, diese in der Modellierung und Berechnung schon für den normalen Betrieb zu berücksichtigen. Die Verfeinerung von Modellen und die Verifikation der Gültigkeit gelingt nur durch eine sich gegenseitig befruchtende Wechselwirkung von theoretischer Analyse und stetiger Verifikation durch Messungen. In diesem Artikel wird durch Hr. Dennis Albert und den anderen Autoren auf exzellente Weise gezeigt, wie durch dieses Zusammenspiel von Theorie und Praxis in den Ingenieurwissenschaften Neues geschaffen wird.



Dr.-Ing. Björn Deusinger

in Würdigung der Veröffentlichung

Evaluation of a newly proposed indirect efficiency determination method for permanent magnet synchronous machines

erschienen in: *e+i elektrotechnik und informationstechnik*, (2022) 139: 155–166



Laudatio

Die Arbeit von Herrn Dr. Deusinger zeichnet sich gleichermaßen durch eine hohe Praxisrelevanz und fachliche Tiefe aus. Ein ungelöstes Problem bei der Bestimmung des Wirkungsgrades elektrischer Maschinen ist die genaue Messung von Permanentmagnetmotoren mit höherer Leistung. Hierzu stand bisher nur die direkte Messung zur Verfügung, die aber bei höheren Wirkungsgraden ungenau wird. Herr Deusinger stellt in seiner Arbeit ein indirektes Verfahren vor, bei dem die einzelnen Verlustanteile separat bestimmt und zusammengezählt werden. Solche Verfahren sind für Asynchronmaschinen schon lange be-

kannt und industriell üblich, für Synchronmaschinen gab es jedoch nichts Vergleichbares. Herr Deusinger prüft sein Messverfahren an vier gänzlich unterschiedlichen Maschinen. Zusätzlich wurde eine fünfte Maschine bei der Physikalisch-Technischen-Bundesanstalt PTB in Braunschweig gemessen. Die Ergebnisse sind vielversprechend.

In der vorliegenden Publikation werden Theorie und Messungen im Detail beschrieben. Sie ist prägnant und klar formuliert und gut strukturiert. Die Arbeit ist daher für jeden, der sich mit der Wirkungsgradmessung von PM-Maschinen befasst, von hohem Wert.

Dr.-Ing. Daniel Dinkel

in Würdigung der Veröffentlichung

Direct Multivariable Control for Modular Multilevel Converters

erschienen in: *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 37, No. 7, July 2022, pp. 7819–7833



Laudatio

Leistungselektronische Systeme gewinnen für die zukünftige Energieversorgung zunehmend an Bedeutung. Wichtige Anwendungen, die durch den notwendigen Ersatz fossiler Energieträger entstehen, sind u. a. die Stabilisierung bestehender AC-Netze und die Netzintegration großer Off-Shore-Windparks. Weil die historisch bedingte Struktur und Funktionalität der AC-Netze den künftigen Anforderungen nicht mehr genügt, ist von namhaften Experten der internationalen Fachwelt seit längerem der zusätzliche Aufbau elektronisch steuerbarer DC-Netze empfohlen worden. Die Schlüsselemente derartiger DC-Netze sind räumlich verteilte Converter-Stationen, die über eine schnelle, digitale IT-Kommunikation in koordinierter Weise regelungstechnische Eingriffe ermöglichen. Zielstellung der Arbeit von Herrn Dinkel war folglich ein neuartiges Konzept für die Regelung der Converter-Stationen zu entwickeln, welches die schnelle und simultane Steuerung und Regelung aller relevanten Netzgrößen und der internen Convertergrößen ermöglicht (Multivariable Control).

Herr Dinkel entwickelt in seiner Arbeit den grundlegenden Ansatz eines neuartigen Verfahrens einer Multivariablen-Regelung (MVC), das bezüglich aller wesentlichen Anforderungen bemerkenswerte Fortschritte ermöglicht.

Im Kontrast zu allen bekannten Verfahren ermöglicht es eine um mehr als eine Größenordnung verbesserte Dynamik in Kombination mit der Fähigkeit alle wesentlichen Variablen jederzeit in vordefinierten, engen Toleranzbändern zu halten. Diese Eigenschaften ermöglichen u. a. einen hervorragenden Schutz der Netze sowie eine sichere und wirtschaftliche Dimensionierung der Converter. Für die Converter-Stationen, welche – entsprechend dem Stand der Technik – einen Modular Multilevel Converter (MMC) beinhaltet, untersucht Herr Dinkel im nächsten Arbeitsschritt sehr gründlich und vollständig die Randbedingungen für eine technisch/industriell gute Realisierung des neuartigen Regelungsverfahrens. Um die wesentlich verbesserte Dynamik des neuartigen Verfahrens zu erhalten, wählt Herr Dinkel eine Kombination aus einem FPGA und einem Signalprozessor. Herr Dinkel überprüft seine Regelungsverfahren an einer selbst entworfenen und aufgebauten Modellanlage. Die durchgeführten Messungen bestätigen in eindrucksvoller Weise die erwarteten theoretischen Werte. Herr Dinkel leistet mit der vorliegenden Publikation einen sehr wertvollen Beitrag zum technischen Fortschritt der elektrischen Energietechnik.

ETG Literaturpreis – Preisaufruf 2024

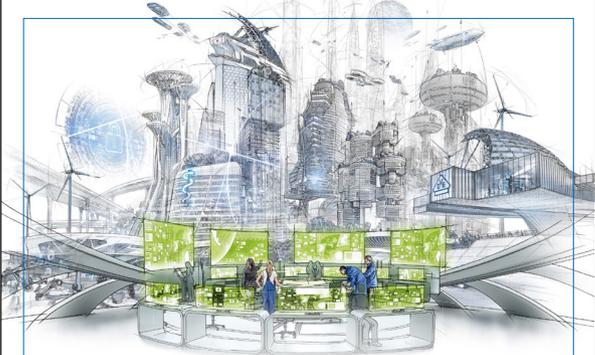
Die ETG verleiht jährlich für herausragende Publikationen auf dem Gebiet der Elektrischen Energietechnik den ETG Literaturpreis.

Auch in 2024 wird der ETG Literaturpreis für hervorragende Veröffentlichungen aus dem Jahr 2023 (Abweichungen von +/- 3 Monaten werden toleriert) auf dem Gebiet der Elektrischen Energietechnik ausgeschrieben.

Die Autorin bzw. der Autor soll nicht älter als 40 Jahre sein. Die mit dem Preis verbundene Prämie beträgt 3.000 €. Mögliche Themen sind alle Fachgebiete der Elektrischen Energietechnik (auch zusammenfassende Darstellungen).

Die Jury bewertet nach den Kriterien Bedeutung der Arbeit, Originalität, Kompetenz, Darstellung und Form. Einsendeschluss für Vorschläge oder Eigenbewerbungen ist der **14. Februar 2024**.

Weitere Informationen sind auf der ETG Homepage unter www.vde.com/de/etg/preise-ehrungen verfügbar. Bitte senden Sie nur elektronische Bewerbungen an die ETG Geschäftsstelle unter etg@vde.com.



ETG Literaturpreis 2024

Für herausragende wissenschaftliche Veröffentlichungen junger Autorinnen bzw. Autoren (Alter bis 40 Jahre) aus dem Jahr 2023 (± ¼ Jahr).

Preis: 3.000 €
Themen: Alle Fachgebiete der elektrischen Energietechnik
Kriterien: Bedeutung der Arbeit, Originalität, Kompetenz, Darstellung, Form
Termin: bis 14. Februar 2024 (auch Vorschlag von möglichen Kandidaten)

Bitte senden Sie Ihre Bewerbung an: etg@vde.com

Detaillierte Informationen / Bewerbungsformular:
www.vde.com/de/etg/preise-ehrungen

VDE ETG

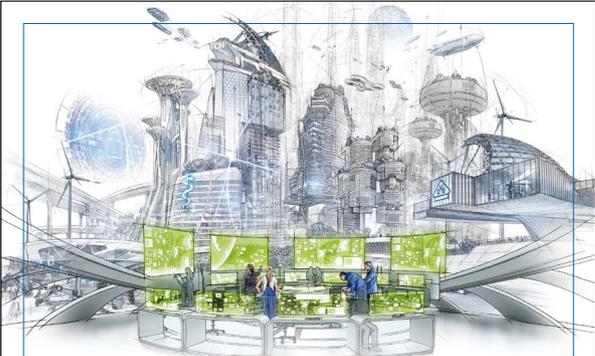
Herbert-Kind-Preis – Preisaufruf 2024

Mit dem Herbert-Kind-Preis würdigt die ETG überdurchschnittliche Studienleistungen auf dem Gebiet der Elektrischen Energietechnik.

Zur Förderung der internationalen Weiterbildung von jungen Studierenden schreibt die ETG den Herbert-Kind-Preis aus. Die Stiftung von Herbert Kind finanziert ein Studium für einen Auslandsaufenthalt mit bis zu € 5.000.

Der Herbert-Kind-Preis richtet sich an Studierende mit überdurchschnittlichen Studienleistungen im Schwerpunkt Elektrische Energietechnik. Einsendeschluss für Vorschläge oder Eigenbewerbungen ist der **14. Februar 2024**.

Weitere Informationen sind auf der ETG Homepage unter www.vde.com/de/etg/preise-ehrungen verfügbar. Bitte senden Sie nur elektronische Bewerbungen an die ETG Geschäftsstelle unter etg@vde.com.



Herbert-Kind-Preis 2024

Mit dem Herbert-Kind-Preis wird die internationale Weiterbildung von jungen Studierenden auf dem Gebiet der elektrischen Energietechnik gefördert.

Preis: 5.000 € Stipendium für ein Studium im Ausland
Themen: Alle Fachgebiete der elektrischen Energietechnik
Kriterien: überdurchschnittliche Studienleistungen
Termin: bis 14. Februar 2024 (auch Vorschlag von möglichen Kandidaten)

Bitte senden Sie Ihre Bewerbung an: etg@vde.com

Detaillierte Informationen / Bewerbungsformular:
www.vde.com/de/etg/preise-ehrungen

VDE ETG

ETG Award 2023

Für seinen hohen, über viele Jahre währenden, unermüdlchen ehrenamtlichen Einsatz in der ETG und für die ETG hat der ETG Vorstand Herr **Dr. Martin Kleimaier** mit dem **ETG Award 2023** ausgezeichnet. Die Verleihung der höchsten Ehrung der ETG erfolgte durch die ETG Vorsitzende Frau Dr.-Ing. Britta Buchholz im Rahmen des ETG Kongresses 2023 in Kassel.

Würdigung

Herr Dr. Martin Kleimaier ist seit vielen Jahren ein besonders aktives Mitglied der ETG. Seit der Neuausrichtung 2017 leitet er gemeinsam mit Prof. Dr.-Ing. Hendrik Lens den ETG Fachbereich V1 „Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie“. Seit Übernahme dieser Aufgabe hat Dr. Kleimaier bei der Neugestaltung der Arbeitsthemen im Fachbereich sowohl inhaltlich als auch organisatorisch wesentliche Akzente gesetzt. Seinem hohen Engagement ist es zu verdanken, dass sich der Fachbereich wieder zu einem Eckpfeiler der ETG mit dem Fokus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie der Speicherung elektrischer Energie entwickeln konnte. Dies zeigte sich in den *Kernaussagen des Fachbereichs zur Entwicklung der Erzeugung und des Speicherbedarfs elektrischer Energie unter dem Aspekt des Ausstiegs aus Kernenergie und Kohleverstromung* (10/2021) sowie in den Hintergrundpapieren zu den Themen *Erneuerbare Stromerzeugung und Entwicklung der Residuallast* (10/2022) und *Energiespeicher* (11/2022), bei denen er aktiv als Mitautor mitwirkte.

Ein besonderes Highlight war die Empfehlung von VDE und DVGW am 27.7.2022 zum Umgang mit Heizlüftern im Falle eines Gasversorgungsengpasses im Winter 2022/23, die er maßgeblich mitgestaltete und die ETG als Fachexperte in zahlreichen Interviews von Presse, Funk und Fernsehen vertrat.

Zusätzlich ist Herr Dr. Kleimaier stellvertretender Leiter des gemeinsamen Fachausschusses V1.1 Wasserstoff und Brennstoffzellen von VDE ETG und der VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (VDI GEU). In die gemeinsamen Studien *Brennstoffzellen- und Batteriefahrzeuge* (2019), *Klimafreundliche Nutzfahrzeuge* (2022) und *Wasserstoff für den Schienenverkehr* (2022) brachte er sich ebenfalls aktiv als Mitautor mit ein.

Neben seinem Engagement als Fachbereichsleiter und stellvertretender Ausschussleiter hat Herr Dr. Kleimaier in zahlreichen ETG Task Forces mitgearbeitet und an den daraus entstandenen VDE ETG Studien aktiv mitgewirkt. Hierzu gehören:

- Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil an erneuerbaren Energieträgern (2009)
- Stromübertragung für den Klimaschutz (2011)
- Energiespeicher für die Energiewende (2012)
- Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene (2015)



Verleihung des ETG Awards 2023 an Herrn Dr.-Ing. Martin Kleimaier (links) durch die ETG Vorsitzende Frau Dr.-Ing. Britta Buchholz (rechts)

Bild: Anja Rottke – VDE

- Strom im Wärmemarkt (2015)
- Perspektiven der Übertragungstechnik (2019)
- Zukunftsbild Energie (2023)

Aktuell sind dies die Task Forces

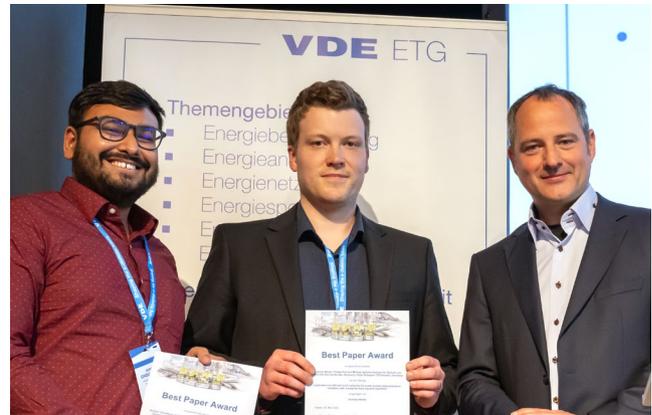
- Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen,
- Flexibilisierung des Energiesystems.

Mit seinem großen Engagement für die Sektorkopplung, eines der Fokusthemen der ETG, fördert Dr. Kleimaier in hohem Maße das interdisziplinäre Wirken der ETG Arbeit. Auf seine Initiative hin wurde die 3. Dialogplattform Power-to-Heat am 15. und 16. Mai 2017 erstmals gemeinsam von VDE ETG und dem Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) durchgeführt. Seither ist er Tagungsleiter und Mitglied des Programmausschusses der jährlich stattfindenden Veranstaltung. Er treibt maßgeblich das Thema Wärmewende in der ETG. Der VDE Impuls „Wärmewende jetzt!“ (Nov. 2021) ist durch ihn gemeinsam mit dem EFZN entstanden.

Herr Dr. Kleimaier engagiert sich seit vielen Jahren in zahlreichen Programmausschüssen zu Fachtagungen und Kongressen der ETG, zum Teil auch als Tagungsleiter. Mit seinem hohen Fachwissen und seiner Erfahrung legt er die Positionen der ETG in Politik und Öffentlichkeit überzeugend dar.

Best-Paper-Award

Zum Abschluss des ETG Kongresses 2023 hat die ETG drei Best-Paper-Awards verliehen. Die Kongressteilnehmerinnen und -teilnehmer konnten dabei per Event-App aus insgesamt fünf (jeweils ein Beitrag pro Themenschwerpunkt) durch den Programmausschuss vorausgewählten Vortrags- und Posterbeiträgen wählen.



© Anja Rotke – VDE

Es konnten folgende drei Sieger ermittelt werden:



Soham Choudhury, M.Sc., Technische Universität Darmstadt

in Würdigung der Veröffentlichung

„Dezentrale Leistungsflussregelung mit Unified Power Flow Controller in Übertragungsnetzen“

Weitere Autoren sind:

Dipl.-Ing. Andreas Saçiak, 50Hertz Transmission GmbH, Berlin;
Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson, Technische Universität Darmstadt



Markus Koch, M. Sc., Bergische Universität Wuppertal

in Würdigung der Veröffentlichung

„Low Voltage Laboratory Grid for Smart Grid Systems with Bidirectional Power Flows“

Weitere Autoren sind:

Dipl.-Ing. Marco Tafuro, Bergische Universität Wuppertal;
David Cano-Tirado, M. Sc., Bergische Universität Wuppertal;
Maximilian Forchheim, M. Sc., Bergische Universität Wuppertal;
Mahjar Wazifehdust, M. Sc., Bergische Universität Wuppertal;
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Bergische Universität Wuppertal



Andreas Winter, M. Sc., Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes

in Würdigung der Veröffentlichung

„Application of artificial neural networks for power system state estimation – Validation with a weighted least squares algorithm“

Weitere Autoren sind:

Philipp Raß, M. Sc., Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes;
Prof. Dr.-Ing. Michael Igel, Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes;
Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner, Technische Universität Dresden.

Die ETG gratuliert allen Beteiligten zu den hervorragenden technisch-wissenschaftlichen Veröffentlichungen.

Best-Paper-Award

E2 Dezentrale Leistungsflussregelung mit Unified Power Flow Controller in Übertragungsnetzen

Kurzfassung

Im Vergleich zu den langsam regelbaren konventionellen Phasenschiebertransformatoren (PST) ermöglichen die Unified Power Flow Controller (UPFC) eine wesentlich schnellere Leistungsflussregelung. In dieser Studie wird eine Leistungsflussregelung basierend auf UPFC zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes vorgestellt. Für jeden UPFC wird ein Einflussgebiet definiert. Die Auslastung der Leitungen in diesem Einflussgebiet wird im Echtzeitbetrieb überwacht und innerhalb ihrer thermischen Grenzen durch eine dynamische Feedback-Regelung des UPFC geregelt. Da die Leistungsflussregelung des UPFC von der Netztopologie und der Bemessungsleistung des Umrichters abhängt, werden zusätzliche Regelungsmaßnahmen eingeführt, um potenzielle kritische Szenarien zu vermeiden. Die Methode wird auch für UPFC mit überlappenden Einflussgebieten angewandt. Die entwickelte Regelungsmethode wird im 68-Knoten-Benchmark-Netz validiert.

1 Einführung

Mit dem starken Ausbau der erneuerbaren Energien im elektrischen Energiemix und der kontinuierlichen Verbrauchernachfrage werden die heutigen Energieversorgungssysteme stark belastet. Da der Netzausbau nur zögerlich voranschreitet, wird das bestehende Netz stark belastet und es entstehen hohe Kosten für Redispatch-Maßnahmen. Für die Zukunft wird der Lastbedarf wegen der geplanten Sektorenkopplung weiter steigen und die Einhaltung der (n-1)-Sicherheitskriterien kann unter Umständen nicht mehr gewährleistet werden. Geplant ist, über einen (n-1) kurativen Betrieb den Netzbetrieb zu ermöglichen. Damit ist gemeint, dass bei Störungen und Zustandsänderungen mittels Leistungsflusssteuerung derart reagiert wird, dass auftretende Überlastungen schnell behoben werden.

Der Leistungsfluss in einem elektrischen Netz wird durch die Netzimpedanzen und die jeweiligen Erzeugungs- und Lastsituation bestimmt. Eine Änderung des Leistungsflusses ohne Änderung der Netzstruktur ist nur durch Änderung der Erzeugung oder, seltener, der Last möglich. Für Steuerung des Leistungsflusses im Netz sind daher zusätzliche Betriebsmittel erforderlich, die beispielsweise durch eine veränderliche Impedanz oder die Einprägung einer Zusatzspannung den Leistungsfluss bei unveränderter Einspeise- und Lastsituation beeinflussen können [1]. Diese Betriebsmittel werden den sogenannten FACTS (Flexible AC Transmission Systems) Betriebsmitteln zugerechnet. Besonders wenn mehrere leistungsflusssteuernde Betriebsmittel in einem Netzbereich vorhanden sind, müssen deren Arbeitspunkte miteinander koordiniert werden. Die Arbeitspunkte der leistungsflusssteuernden

den Betriebsmittel können im Rahmen der Kapazitätsvergabe auf dem Strommarkt bestimmt werden, die mehrere Wochen bis zu einem Tag vor dem tatsächlichen Betriebszeitpunkt erfolgt. Basierend auf den Marktergebnissen führen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) am Tag vor dem Betrieb Sicherheitsrechnungen, beispielsweise einen Optimal Power Flow (OPF), durch und können in diesem Zuge neue Arbeitspunkte für die leistungsflusssteuernden Betriebsmittel festlegen. Letztlich erfolgt auch eine Koordinierung während des Netzbetriebs in Echtzeit, um auf Störungen reagieren zu können. OPF-basierte Leistungsflussregelungsmethoden sind bei der Entlastung von Engpässen sehr beliebt [2, 3, 4, 5], da sie eine wirtschaftlich attraktive Lösung zur Beseitigung von Leistungsüberlastungen darstellen.

Vor allem während des Betriebs sind nicht immer alle Größen im Netz an allen Orten bekannt. Um dies zu berücksichtigen, verfolgt der Ansatz eine hierarchische Regelung, um die leistungsflusssteuernden Betriebsmittel zu koordinieren. Dabei wird die Koordinierung auf verschiedene Regler auf Betriebsmittel-, Gebiets- und Systemebene aufgeteilt. Diese haben jeweils nur begrenzte Daten zur Verfügung, kommunizieren jedoch untereinander. Dezentrale Regelungen benötigen weniger Kommunikation und nutzen nur lokal verfügbare Daten. In diese Kategorie fallen auch Ansätze mit Multiagentensystemen (MAS) [6, 7]. Mit der zunehmenden Entwicklung und systemweiten Installation von zeitsynchronisierten Zeigermessgeräten (engl. Phasor Measurement Unit oder PMU) wird die Überwachung und die Echtzeitsteuerung des Energiesystems realisierbar [8]. In diesem Beitrag wird ein Regelungsverfahren für UPFC vorgestellt, das die Auslastung von Leitungen im Echtzeitbetrieb überwacht. Für jeden UPFC wird ein Einflussgebiet definiert und die Auslastung der Leitungen innerhalb dieses Einflussgebiets wird durch eine Rückkopplung des UPFC geregelt. In Kapitel 2 werden zunächst die dynamischen Modelle des UPFC und die Regelung vorgestellt. In Kapitel 3 wird die entwickelte Regelungsmethode beschrieben. Diese umfasst die Leistungsflussregelung für den UPFC zusammen mit den Anforderungen an das Regelkonzept und die zusätzlichen Regelungsmaßnahmen. In Kapitel 4 folgt die Modellierung des Benchmarknetzes und im Anschluss die Validierung der entwickelten Regelung in diesem Netz. Zum Schluss wird in Kapitel 5 die Arbeit zusammengefasst und ein Fazit der Ergebnisse gezogen.

2 Grundlegende Funktionsprinzipien von UPFC

Dieses Kapitel beschreibt die theoretischen Grundlagen für die Modellierung und Regelung von UPFC. Der UPFC realisiert die Echtzeitsteuerung von AC-Übertragungssystemen und bietet die notwendige funktionale Flexibilität durch die Steuerung der verschiedenen Netzgrößen, einschließlich

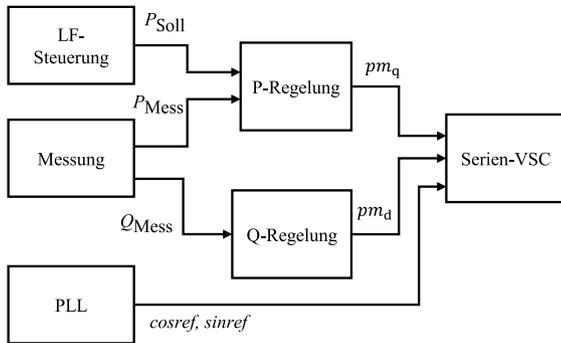


Bild 1: Aufbau der Regelung des Serien-VSC.

Spannungen, Phasenwinkeln und Impedanzen [1]. Der UPFC besteht aus einem Shunt-VSC (VSC – engl. Voltage Source Converter) und einem Serien-VSC. Diese beiden Umrichter sind über einen gemeinsamen DC-Zwischenkreis verbunden. Der Shunt-VSC ist über einen Shunt-Transformator an eine Sammelschiene gekoppelt. Er ist in der Lage steuerbare Blindleistung bereitzustellen oder aufzunehmen und kann einen Wirkleistungsaustausch mit dem Serien-VSC einstellen, um den Regelbedarf zu erfüllen. Der Serien-VSC wird seriell in den Leitungszug eingebracht und speist eine veränderliche Serienspannung ein. Serien- und Shunt-VSC sind dabei baugleich. Für beide VSC-Umrichter muss jeweils die AC-seitige Wirk- und Blindleistungsaufnahme bzw. -abgabe geregelt werden. Die dafür umgesetzten Regelungen werden in den beiden folgenden Abschnitten kurz vorgestellt.

2.1 Regelung Serien-VSC

Der Aufbau der Regelung für den Serien-VSC ist in *Bild 1* dargestellt.

Der Block „Serien-VSC“ auf der rechten Seite enthält das in PowerFactory vordefinierte RMS-Modell des VSC-Umrichters. Der Übersichtlichkeit halber sind die restlichen Bestandteile der Regelung in einzelne Blöcke aufgeteilt. Der Block „LF-Steuerung“ enthält die in der Studie entwickelte Leistungsflussregelung, welche den Wirkleistungssollwert P_{Soll} ermittelt und diesen an die Wirkleistungsregelung gibt. Die Änderungsgeschwindigkeit des Wirkleistungssollwertes wird in diesem Block intern auf 0,2 p.u./s begrenzt, um negative Auswirkungen, einer zu schnellen Spannungsänderung im Netz zu vermeiden. Der Block „Messung“ enthält die Messungen aus dem Netz und gibt die aktuellen Wirk- und Blindleistungswerte an die nachgelagerten Leistungsregelungen. Die Referenzwinkel für den Serien-VSC werden mittels einer Phasenschleife (engl. Phase-locked Loop, PLL) ermittelt. Die Wirkleistungsregelung im Block „P-Regelung“ und die Blindleistungsregelung im Block „Q-Regelung“ enthalten jeweils einen PI-Regler. Sie ermitteln den Modulationsindizes pm_q und pm_d . Mit den beiden Modulationsindizes und den Referenzwinkeln von der PLL wird das RMS-Modell des VSC-Umrichters angesteuert [9].

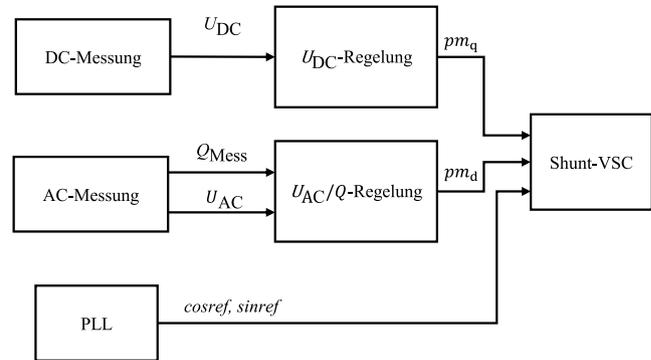


Bild 2: Aufbau der Regelung des Shunt-VSC.

2.2 Regelung Shunt-VSC

Der in *Bild 2* gezeigte Aufbau der Regelung des Shunt-VSC ähnelt der des Serien VSC, welcher im vorangegangenen Abschnitt vorgestellt wurde.

Der Block „ U_{DC} -Regelung“ regelt die Wirkleistung des Shunt-VSC mit einem PI-Regler auf eine konstante Zwischenkreisspannung. Als Ausgangssignal wird der Modulationsindex pm_q ausgegeben. Der Block „ U_{AC}/Q -Regelung“ enthält die Regelung der Blindleistung des Shunt-VSC. Analog zur Wirkleistungsregelung wird hier ein PI-Regler eingesetzt und der benötigte Modulationsindex pm_d bestimmt. In der Regel wird die Überlastung einer Leitung anhand der Höhe des Stroms gemessen. Aus diesem Grund ist die Leistungsflussregelung des UPFC ausschließlich auf die Regelung von Wirkleistungsüberlastungen beschränkt. Daher wird bei der in Kapitel 4 vorgestellten Regelstrategie keine Blindleistungsregelung berücksichtigt.

3 Entwicklung und Implementierung

des Regelungskonzeptes In diesem Kapitel wird das im Rahmen der Studie entwickelte Regelungskonzept zur Leistungsflussregelung mit mehreren UPFC vorgestellt. Neben den nötigen Vorüberlegungen wird die entwickelte Leistungsflussregelung sowie weitere notwendige Zusatzregelungen im Detail vorgestellt.

3.1 Vorüberlegungen

Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung eines Regelungskonzeptes für leistungsflusssteuernde Betriebsmittel. Dabei ist die Aufgabe des UPFC im Netz bei Fehlerereignissen wie z. B. Leitungsausfällen bedingte Überlastung von Leitungen zu beheben. Die Regelung soll dabei dezentral, auf der Ebene der Betriebsmittel angesiedelt sein und möglichst wenig Informationen aus dem Netz benötigen. Weiterhin soll das Zusammenwirken mehrerer leistungsflusssteuernder Betriebsmittel in elektrischer Nähe betrachtet werden. Deren Aktionen sollen durch das Regelungskonzept koordiniert werden, um negative Interaktionen wie ein Gegeneinanderregeln oder ein Aufschwingen zu vermeiden. Die Anforderungen an

das Regelungskonzept lassen sich damit in den folgenden vier Punkten zusammenfassen:

- Behebung von Leitungsüberlastungen infolge von Fehlerereignissen
- Keine bzw. minimale zusätzliche Kommunikation zwischen den Betriebsmitteln
- Dezentrale Regelung mit begrenzten Informationen über das Gesamtnetz
- Geeignete Koordination mehrerer leistungsflusssteuernder Betriebsmittel in einem Netzabschnitt, um negative Interaktionen zu vermeiden

3.2 Leistungsflussregelung

Wird ein leistungsflusssteuerndes Betriebsmittel wie ein UPFC betrachtet, welches eine gewisse Wirkleistung P_{UPFC} in einen Zweig eispeist, so sind für die Regelung des Betriebsmittels die drei folgenden Aktionen möglich:

- P_{UPFC} beibehalten
- P_{UPFC} absenken
- P_{UPFC} erhöhen

Ausgehend von den im vorherigen Abschnitt definierten Anforderungen soll die Regelung auf Leitungsüberlastungen reagieren und diese beheben. Übertragen auf die drei möglichen Aktionen des UPFC wird die Regelung den aktuellen Arbeitspunkt unverändert lassen, so lange keine Überlastung auftritt. Bei Eintritt einer Überlastung ist dann aus einer der anderen beiden Möglichkeiten zu wählen und der Arbeitspunkt des UPFC zu verändern bis die Überlastung behoben ist. Aufbauend auf dieser Überlegung wird die in *Bild 3* dargestellte Regelungsstruktur angewendet.

Einganggröße der Regelung ist der normierte Strom i_k einer überwachten Leitung. Es wird vorausgesetzt, dass der UPFC mehrere Leitungen überwacht. Wenn die Leitung k mit einer höheren Auslastung als einem voreingestellten Wert $i_{k,Soll}$ betrieben wird, wird das Fehlersignal $i_k - i_{k,Soll}$ ausgege-

ben. Erst wenn ein Grenzwert des Stroms überschritten wird, wird die Überlastung an die folgenden Regelungsblöcke weitergeleitet. Danach wird eine Entscheidung getroffen, ob der Arbeitspunkt der UPFC abgesenkt oder angehoben werden muss, um die Überlastung zu beheben. Anschließend wird dieses Signal mit einem Verstärkungsfaktor K_{Sens} multipliziert. Dies ermöglicht die Gewichtung der einzelnen überwachten Leitungen, um den unterschiedlichen Einfluss des UPFC auf die verschiedenen Leitungen zu berücksichtigen. Die für jede Leitung ermittelten Signale werden danach summiert, um aus allen Einzelsignalen die Reaktion des UPFC zu erhalten. Dieses Stellsignal wird im Anschluss begrenzt, um eine maximale Änderungsgeschwindigkeit des UPFC-Arbeitspunktes nicht zu überschreiten. Mit Hilfe einer abschließenden Integration wird die Arbeitspunktänderung ΔP des UPFC ermittelt. Die entworfene Leistungsflussregelung des UPFC ändert damit solange den Arbeitspunkt des UPFC, bis die Überlastungen ausgeglichen sind. In der Basiskonfiguration wird das Stellsignal aller überwachten Leitungen gleich bewertet. Das bedeutet, dass die Verstärkung für alle Leitungen $K_{Sens} = 1$ ist. Die Regelung arbeitet daher mit dem Ziel, die am Summationspunkt (in *Bild 3*) gebildete Summe aller Abweichungen zu minimieren.

3.3 Zusatzregelungen

In den in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen hat sich gezeigt, dass bei Fehlerfällen im Netz Situationen auftreten, welche die Funktion der im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Leistungsflussregelung einschränken. Diese Situationen sind:

1. Der UPFC kann den gewünschten Arbeitspunkt nicht einstellen und der Serien-VSC erreicht seine Betriebsgrenzen.
2. Durch einen Leitungsausfall kann der UPFC Leitungen nicht mehr beeinflussen, die eigentlich in seinem Einflussgebiet liegen.

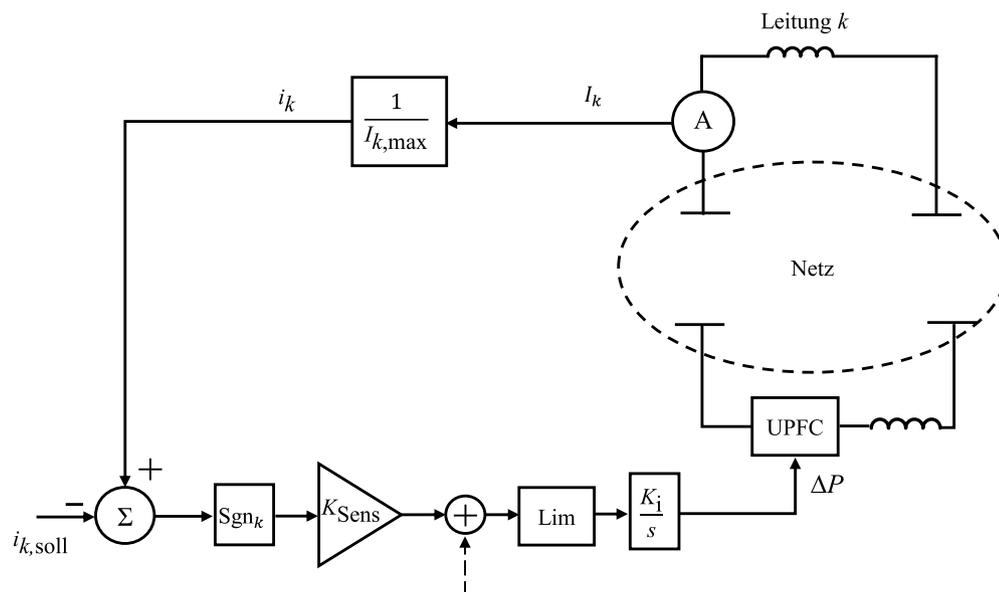


Bild 3: Regelungsstruktur der Leistungsflussregelung des UPFC.

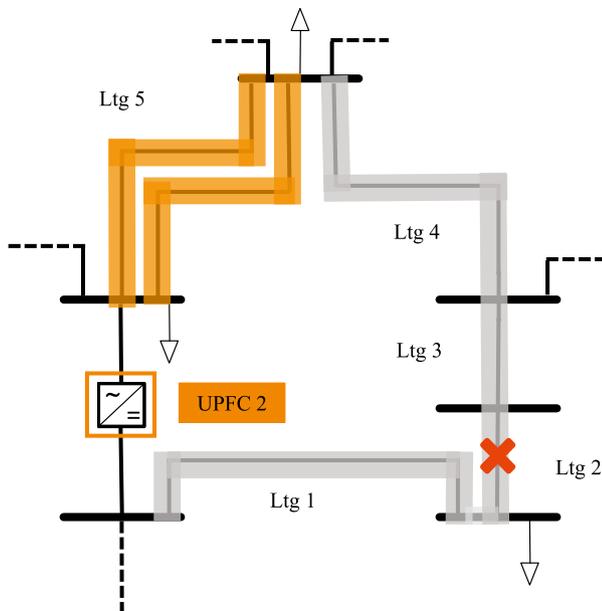


Bild 4: Veränderung des Einflussgebietes des UPFC durch einen Leitungsausfall.

Um die Funktion des UPFC auch für diese Situationen zu gewährleisten, sind Zusatzregelungen erforderlich, die in den folgenden Unterabschnitten kurz vorgestellt werden.

3.3.1 Zusatzregelung zum Erreichen der Bemessungsgrenze des Serien-VSC

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, prägt der UPFC über den Serien-VSC und den Serien-Transformator eine Zusatzspannung in den Leitungszug ein und beeinflusst somit den Leistungsfluss. Kommt es infolge eines Fehlers zu einem geänderten Leistungsfluss im Netz kann der Fall eintreten, dass die zur Einstellung des Vorfehler-Arbeitspunktes benötigte Spannung die Bemessungsspannung des Serien-VSC übersteigt. Der Serien-VSC kann den gewünschten Arbeitspunkt daher nicht einstellen und geht in die Begrenzung. Zur Erkennung der Begrenzung werden die Pulsmodulationsindizes verwendet, mit denen der Serien-VSC des UPFC angesteuert wird. Bis zu einem Pulsmodulationsindex von 1 steigt die Ausgangsspannung des VSC linear an. Für größere Werte folgt der nicht-lineare Bereich, bis für den Wert von $4/\pi \approx 1,218$ die maximale Ausgangsspannung erreicht wird. Der VSC kann die Ausgangsspannung nicht weiter erhöhen und befindet sich in Sättigung. In der Regelung wird zur Erkennung der erreichten Begrenzung ein maximaler Pulsmodulationsindex von 1,2 verwendet. Während der Serien-VSC in Sättigung ist, wird der UPFC blockiert und kann keinen neuen Wirkleistungswert einstellen und damit auch nicht auf Überlastungen im Netz reagieren. Der in der Leistungsflussregelung enthaltene Integrator wird blockiert, wenn sich

der Serien-VSC in Sättigung befindet, um eine Aufintegration zu verhindern.

3.3.2 Erkennung kritischer Topologieänderungen

Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, überwacht jeder UPFC alle Leitungen in seinem Einflussgebiet. Durch den Ausfall einer Leitung kann sich das Einflussgebiet unter Umständen jedoch verkleinern, da der UPFC einige Leitungen durch den Ausfall nicht mehr beeinflussen kann. Dies muss erkannt werden, da der UPFC sonst unter Umständen versucht Überlastungen auszuregulieren, auf die er keinen Einfluss mehr hat. Dies kann an dem in Bild 4 dargestellten Netzausschnitt illustriert werden. Die Leitungen 1-5 bilden eine Masche, in der der UPFC den Leistungsfluss kontrollieren kann. Fällt Leitung 2 aus, so wird diese Masche unterbrochen und die Leitungen 1, 3 und 4 können vom UPFC nicht mehr beeinflusst werden. Würde nach dem Ausfall von Leitung 2 eine Überlastung auf Leitung 3 auftreten, so würde der UPFC versuchen, diese auszuregulieren. Da der UPFC nach dem Leitungsausfall jedoch keinen Einfluss mehr auf den Leistungsfluss auf Leitung 3 hat, würde die Überlastung bestehen bleiben und der UPFC seinen Arbeitspunkt immer weiter ändern bis er in die Begrenzung läuft oder andere Überlastungen auftreten. Deshalb muss in der Planung ermittelt werden, welche Änderungen des Einflussgebietes sich bei Leitungsausfällen ergeben können. Im oben gezeigten Beispiel wären nach Ausfall der Leitung 2 die Leitungen 1, 3 und 4 nicht mehr beeinflussbar. Diese Regeln müssen in der Zusatzregelung hinterlegt werden, damit bei Erkennung eines Leitungsausfalles die entsprechenden Leitungen bei der Leistungsflussregelung nicht berücksichtigt werden.

3.3.3 Zusammenspiel der Regelungen

Nachdem die einzelnen Regelungen in den vorangegangenen Abschnitten einzeln vorgestellt wurden, wird in Bild 5 das Ablaufdiagramm des gesamten Prozesses und die Funktion des Regelungssystems dargestellt. Mit einer ersten Leistungsflussberechnung und der Initialisierung der dynamischen Modelle legt der Leistungsflussregelungsblock einen Arbeitspunkt P_{Soll} für den UPFC fest. Der interne Regler des

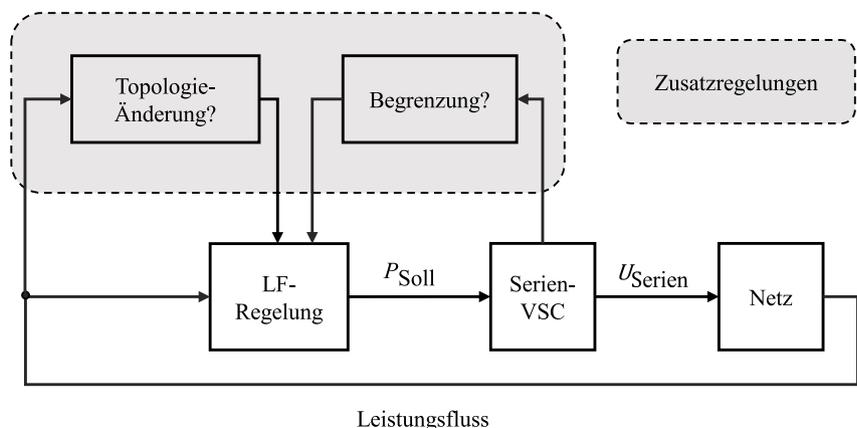


Bild 5: Leistungsflussregelung des UPFC mit Zusatzregelungen.

Serien-VSC passt die vom VSC eingespeiste Serienspannung U_{Serien} entsprechend an. Dies beeinflusst den Leistungsfluss im Netz, der in der Abbildung ebenfalls durch die Regelstrecke dargestellt ist. Der resultierende Leistungsfluss wird erneut von der Leistungsflussregelung ausgewertet. Tritt eine Überlastung auf einer der überwachten Leitungen auf, wird ein neuer Arbeitspunkt P_{Soll} bestimmt. Der mit „Topologie-Änderung?“ bezeichnete Block enthält die Erkennung kritischer Topologieänderungen und die damit verbundenen Veränderung des Einflussgebietes des UPFC. Der Block „Begrenzung?“ überwacht, ob der vorgegebene Leistungswert vom Serien-VSC eingestellt werden kann. Ist dies nicht der Fall, wird die erreichte Begrenzung des Serien-VSC erkannt und die Integratoren der Leistungsflussregelung vorübergehend blockiert.

4 Validierung im NETS/NYPS-Netz

Die im vorherigen Kapitel vorgestellten Regelungskonzepte werden im NETS/NYPS-Referenznetz implementiert, um dieses durch Simulationen für verschiedene Szenarien zu validieren. Das vermaschte New England Test System/New York Power System (NETS/NYPS) hat 69 Knoten, 87 Freileitungen, 35 Lasten und 16 Energieerzeugungseinheiten [10]. Die Energieerzeugungseinheiten werden als dynamischen 6. Ordnung Synchrongeneratoren mit einer Bemessungsspannung von 22 kV und einer Bemessungsleistung von 1000 MVA modelliert, die jeweils Standard-Spannungsregler und Drehzahlregler mit Dampfturbineigenschaften enthalten. Für die Validierung, werden zusätzliche UPFC zur Leistungsflussregelung auf ausgewählten Leitungen installiert, um deren Einfluss auf den Leistungsfluss im Netz zu untersuchen. Die Nennleistung des UPFC beträgt 220 MVA. Die Positionierung eines FACTS-Geräts im Netz spielt eine entscheidende Rolle für einen effizienten und zuverlässigen Betrieb des Netzes. In der Literatur wird eine Vielfalt von Methoden vorgeschlagen, um die optimale Positionierung von FACTS-Geräten in einem Netz zu bestimmen [12, 13, 14, 11]. Im Allgemeinen zeigt der initiale Leistungsfluss, wo im Netz die Leitungen am empfindlichsten sind und die größte Auslastung vorliegt. Bei der Untersuchung der Leistungsflussregelungsstrategie wird festgestellt, dass sich die UPFC nur auf die Leitungen auswirken, die mit der UPFC eine Masche bilden. Dieser Netzteil wird für die Bestimmung des Einflussbereichs des UPFC verwendet. *Bild 6* stellt einen vermaschten Netzausschnitt mit drei UPFC dar, die in den Freileitungen zwischen den Sammelschienen wie folgt installiert sind:

- UPFC 1: Zwischen Knoten 34 und 36
- UPFC 2: Zwischen Knoten 30 und 61
- UPFC 3: Zwischen Knoten 33 und 38

Wie bereits in den vorherigen Kapiteln erwähnt, hat jeder UPFC ein Einflussgebiet im vermaschten Netzausschnitt. In der Abbildung sind Einflussgebiete aller drei UPFC auch dargestellt. Die Gebiete sind mit der gleichen Farbe wie die UPFC gekennzeichnet. Innerhalb dieser Gebiete werden einige Leitungen von allen drei UPFC beeinflusst. Um den Einfluss der Leistungsflussregelung innerhalb der parallelen Leitungen zu beobachten, werden UPFC 1 und 2 im parallelen Pfad positioniert.

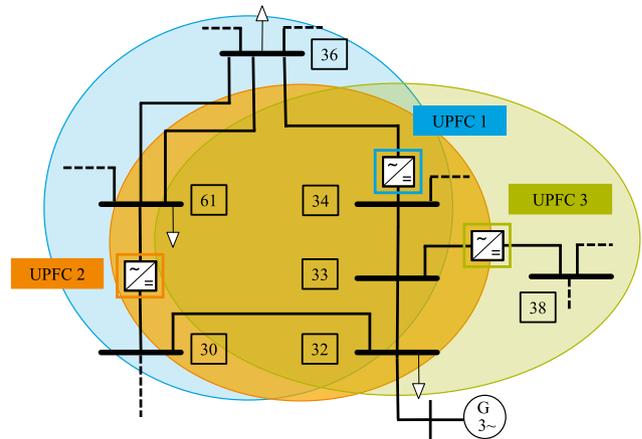


Bild 6: Netzausschnitt mit dem Einbauort und dem Einflussgebiet des UPFC.

Die Aufgabe des UPFC 3 ist es, die Leistung aus dem Parallelpfad abzuleiten. Die Ausfallszenarien werden mit Hilfe von RMS-Simulationen in PowerFactory untersucht.

4.1 Ausgangssituation

Für die Betrachtung wird der in *Bild 7* vorgestellte Leistungsfluss zu Grunde gelegt. Die Arbeitspunkte der UPFC werden entsprechend dem Leistungsfluss im Netz ohne UPFC eingestellt. Der Wirkleistungsfluss im Netz ändert sich durch den Einbau der UPFC dementsprechend nur minimal. Die initialen Arbeitspunkte für die UPFC können in der folgende *Tabelle 1* gefunden werden.

UPFC	Knoten	Initiale Arbeitspunkte in MW
UPFC 1	34–36	540
UPFC 2	30–61	800
UPFC 3	33–38	-120

Tabelle 1: Initiale Arbeitspunkte der UPFC.

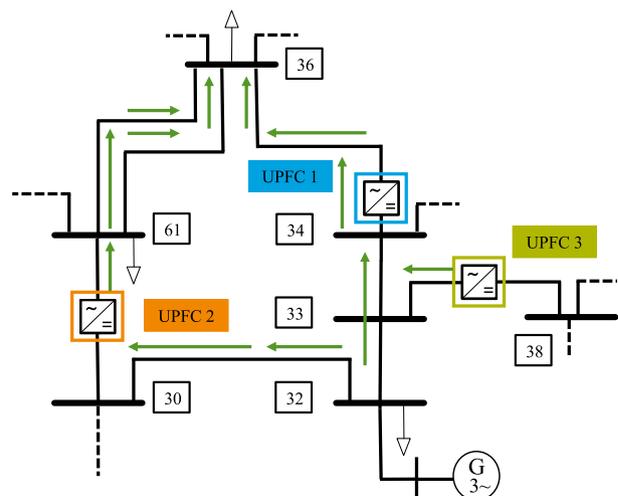


Bild 7: Schematischer Leistungsfluss im Netzausschnitt des Beispielnetzes – ohne Regelung des UPFC.

Die Tabelle zeigt auch die Richtung des Leistungsflusses über den UPFC. Zum Beispiel ist die initiale Leistungsflussrichtung für UPFC 1 von Knoten 34 nach 36. In Bild 7 ist ersichtlich, dass die vom Generator G erzeugte Leistung von Süden nach Norden übertragen wird.

4.2 Betrachtung der Ausfallszenarien

Mit dem Ziel, durch den Einbau der leistungsflusssteuernden Betriebsmittel die Sicherheit des Netzes zu erhöhen, ist es von großer Relevanz, die Simulationsszenarien und Anwendungsfälle so zu wählen, dass die Vorteile des Einbaus der Geräte gezeigt werden. Um den Anwendungsbereich der Studie zu begrenzen, werden für die Fallstudien nur Abschaltungen von Leitungen simuliert. Die Ausfallszenarien werden mit Hilfe von RMS-Simulationen in PowerFactory untersucht. Die RMS-Simulationen werden für eine Simulationsdauer von jeweils 30 Sekunden durchgeführt und die jeweiligen Fehlerereignisse werden 10 Sekunden nach dem Start der Simulation ausgelöst. Während der Simulationen wird die Überlastung der Leitungen im Netzdiagramm dargestellt, indem Leitungen rot eingefärbt werden.

4.2.1 Case 1) Ausfall einer Leitung zwischen Knoten 36 und 61 (Leitung 36-61)

In diesem Fall wird der Ausfall einer der Parallelen Leitungen zwischen Knoten 61 und 36 betrachtet. Durch den Ausfall einer Leitung würde die Hälfte der übertragenen Leistung die andere parallele Leitung zusätzlich belasten und überlasten. Dieses Ereignis ist in Bild 8 dargestellt.

Die Regelungen von UPFC 1 und UPFC 2 greifen ein, um die Überlastung zu beheben. Wie in Bild 9 zu sehen ist, reduziert UPFC 2 aufgrund der Regelung seine Leistung, sodass die Überlastung der Leitung beseitigt wird. Gleichzeitig erhöht UPFC 1 seine Leistungsabgabe, um die durch den Ausfall der Leitung verlorene Leistung zu übertragen. Aus Bild 10 ist zu erkennen, dass durch die Regelung der UPFC 1 und 2, die

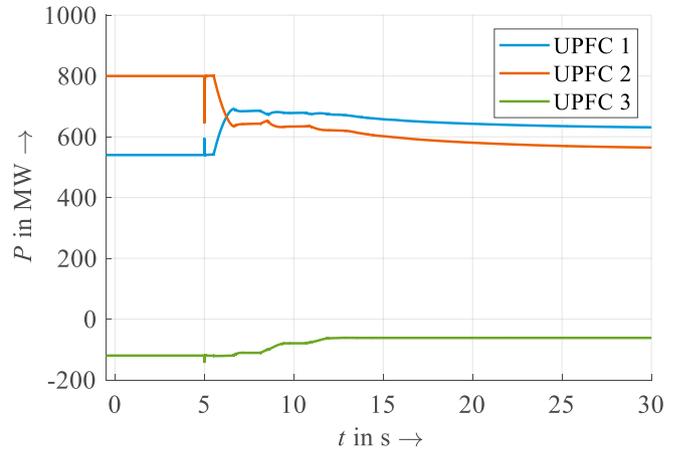


Bild 9: Case 1: Regelung der UPFC auf den Leitungsausfall zwischen Knoten 36 und 61.

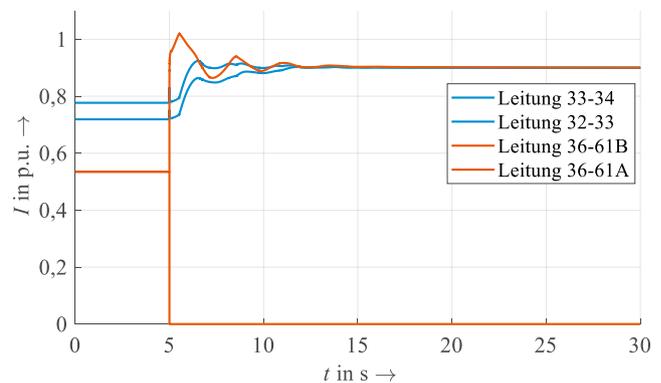


Bild 10: Case 1: Stromfluss in den betrachteten Leitungen.

Leitung zwischen den Knoten 33 und 34 (Leitung 33-34) kurzfristig überlastet wird, was wiederum durch die Reduzierung der Wirkleistungsabgabe von UPFC 3 behoben wird. Es ist deutlich zu erkennen, dass die UPFC mit dem Regelungskonzept in der Lage sind, die Überlastung der Leitungen erfolgreich zu beheben.

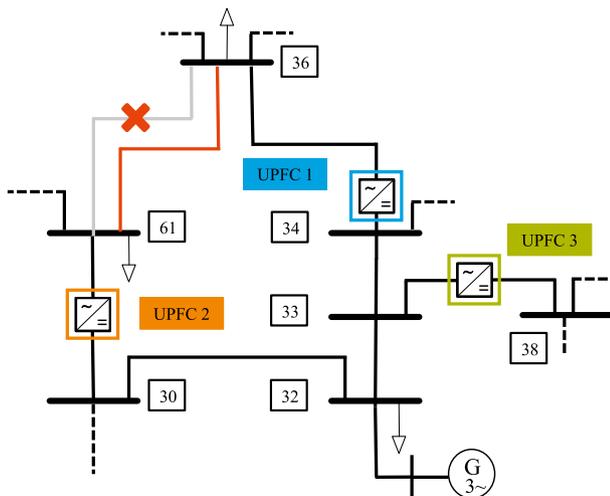


Bild 8: Case 1: Ausfall einer der parallelen Leitungen zwischen Knoten 36 und 61.

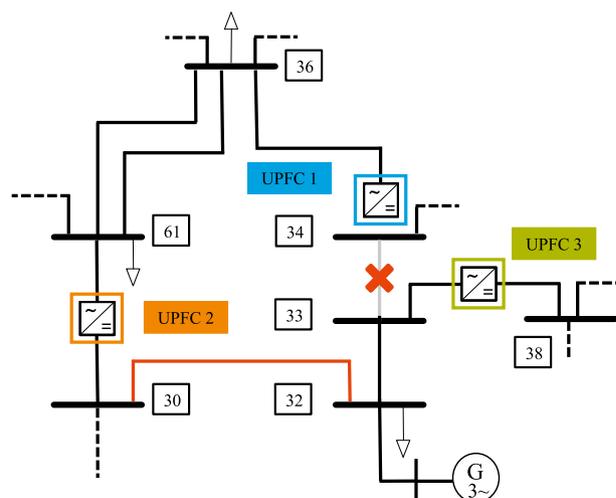


Bild 11: Case 2: Ausfall der Leitung zwischen Knoten 33 und 34.

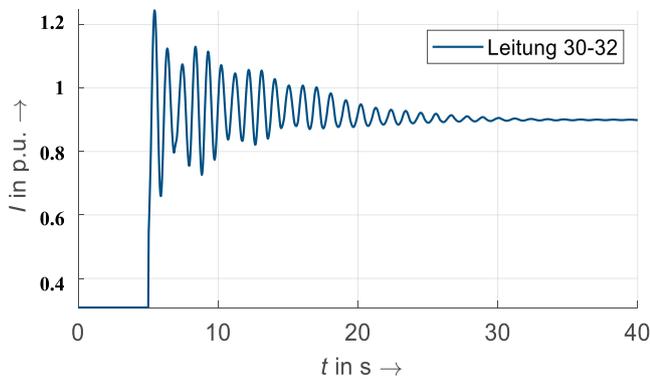


Bild 12: Case 2: Stromfluss in Leitung 30-32.

4.2.2 Case 2) Ausfall der Leitung zwischen Knoten 33 und 34 (Leitung 33-34)

Für dieses Simulationsszenario wird die Leitung 33-34 vom Netz getrennt. In *Bild 11* ist das Netzdiagramm während des Fehlers dargestellt. Sobald die Leitung abgetrennt wird, kommt es zu einer Überlastung von Leitung 30-32 wie es in *Bild 12* dargestellt ist. Um auf diese Überlastung zu reagieren, reduziert UPFC 3 seinen Wirkleistungssollwert in Richtung Knoten 38. Dadurch ändert sich die Richtung des Leistungsflusses. Durch den Leitungsausfall verlagert sich die ursprünglich auf Leitung 33-34 transportierte Leistung auf den linken Pfad mit UPFC 2. Dieser kann daher seinen Vorgehler-Arbeitspunkt nicht mehr einstellen und geht in die Begrenzung. Die Zusatzregelung erhöht daher den Wirkleistungssollwert von UPFC 2. Durch diese beiden Aktionen reduziert sich der Leistungsfluss auf Leitung 30-32 und die Überlastung der Leitung wird behoben. Durch den Leitungsausfall kann UPFC 1 den eingestellten Leistungssollwert nicht mehr erreichen und reduziert den Leistungssollwert. Wie in *Bild 13* zu sehen ist, kann durch die Aktion aller UPFC die Überlastung der Leitung 30-32 mit der entwickelten Regelstrategie erfolgreich behoben werden. Somit kann das Regelungskonzept für die leistungsflusssteuernden Betriebsmittel erfolgreich in einem Benchmarknetz validiert werden.

5 Fazit und Ausblick

In diesem Paper wird die Strategie für eine dezentrale Leistungsflussregelung zur Verbesserung der Netzsicherheit vorgestellt, die einen technisch attraktiven Ansatz zur Behebung von Leitungsüberlastungen bietet und damit hohe Kosten für Redispatch-Maßnahmen vermeidet. Mit der vorgeschlagenen Leistungsflussregelung wird die Auslastung der Leitungen im Echtzeitbetrieb überwacht und durch eine schnelle und effiziente dynamische Regelung der UPFC geregelt. Das Regelkonzept wird in einem Benchmarknetz validiert, um die Koordination mit anderen UPFC in einem Netz mit mehreren installierten UPFC zu untersuchen. Die Regelung arbeitet ohne Kommunikation zwischen den Geräten und kann für einen dezentralen Betrieb verwendet werden.

Für weiterführende Untersuchungen ist die Optimierung der Regelgüte der verteilten Leistungsflussregelung interes-

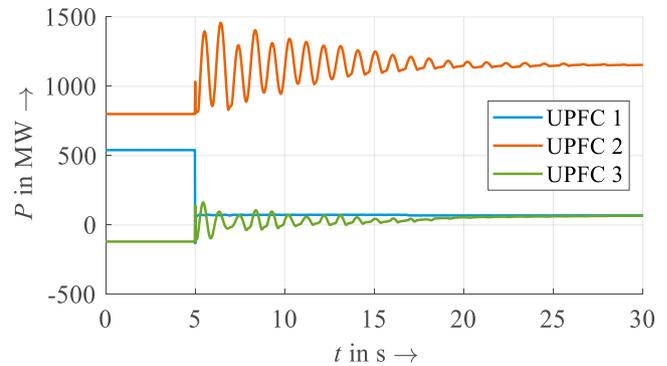


Bild 13: Case 2: Regelung des UPFC auf den Leitungsausfall von Leitung 33-34.

sant. Mögliche Betrachtungspunkte sind die Leistungsaufteilung auf die verschiedenen UPFC sowie die Geschwindigkeit der Leistungsregelung. Weiterhin wurde bisher ausschließlich die Wirkleistungsregelung der UPFC mit Blick auf die Behebung von Leitungsauslastungen im (n-1) kurativen Betrieb betrachtet. Der UPFC kann darüber hinaus aber auch die Blindleistung und damit Spannungen im Netz beeinflussen.

Diese Studie wurde im Rahmen einer Zusammenarbeit zwischen dem Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5) der Technischen Universität Darmstadt und der Tennet TSO GmbH durchgeführt. Die Autoren des Beitrags bedanken sich bei Herrn Dr. Rüberg und Herrn Deiml für die wertvollen Diskussionen.

6 Literatur

- [1] Zhang, X., Rehtanz, C. & Pal, B. FACTS-Devices and Applications. *Flexible AC Transmission Systems: Modelling And Control*. pp. 1-30 (Springer Science Business Media, 2012)
- [2] Momoh, J., Zhu, J., Bowell, G. & Hoffman, S. Power System Security Enhancement by OPF with Phase Shifter. *IEEE Power Engineering Review*. 21, 63-63 (2001)
- [3] Zarate-Minano, R., Conejo, A. & Milano, F. OPF-based security redispatching including FACTS devices. *IET Generation, Transmission Distribution*. 2, 821-833 (2008)
- [4] Nikoobakht, A., Aghaei, J., Parvania, M. & Sahraei-Ardakani, M. Contribution of FACTS devices in power systems security using MILP-based OPF. *IET Generation, Transmission Distribution*. 12, 3744-3755 (2018)
- [5] Berrouk, F. & Bounaya, K. Optimal power flow for multi-FACTS power system using hybrid PSO-PS algorithms. *Journal Of Control, Automation And Electrical Systems*. 29, 177-191 (2018)
- [6] Müller, S., Häger, U. & Rehtanz, C. A multiagent system for adaptive power flow control in electrical transmission systems. *IEEE Transactions On Industrial Informatics*. 10, 2290-2299 (2014)
- [7] Hager, U., Lehnhoff, S., Rehtanz, C. & Wedde, H. Multi-agent system for coordinated control of facts devices. *2009 15th International Conference On Intelligent System Applications To Power Systems, Curitiba, Brazil*. 1-6 (2009)

- [8] Song, P., Xu, Z. & Dong, H. UPFC-based line overload control for power system security enhancement. *IET Generation, Transmission Distribution*. 11, 3310-3317 (2017)
- [9] DlgSILENT, PowerFactory 2020. [Online] Available at: <https://www.digsilent.de>
- [10] Singh, A., Pal, B. & Others Report on the 68-bus, 16-machine, 5-area system. *IEEE PES Task Force On Benchmark Systems For Stability Controls. Ver. 3* (2013)
- [11] Zhang, X., Tomsovic, K. & Dimitrovski, A. Optimal allocation of series FACTS devices in large-scale systems. *IET Generation, Transmission Distribution*. 12, 1889-1896 (2018)
- [12] Magadam, R., Dodamani, S. & Kulkarni, D. Optimal placement of unified power flow controller (upfc) using fuzzy logic. *2019 Fifth International Conference On Electrical Energy Systems (ICEES), Chennai, India 1-4* (2019)
- [13] Sharma, A. & Jain, S. Gravitational search assisted algorithm for TCSC placement for congestion control in deregulated power system. *Electric Power Systems Research*. 174, 105874 (2019)
- [14] Shehata, A., Tolba, M., El-Rifaie, A. & Korovkin, N. Power system operation enhancement using a new hybrid methodology for optimal allocation of FACTS devices. *Energy Reports*. 8, 217-238 (2022)



Soham Choudhury, M.Sc.
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5),
Technische Universität Darmstadt



Dipl.-Ing. Andreas Saçiak
50Hertz Transmission GmbH,
Berlin, Deutschland



Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5),
Technische Universität Darmstadt

Bilder/Grafiken © Autoren

Best-Paper-Award

E3 Low Voltage Laboratory Grid for Smart Grid Systems with Bidirectional Power Flows

Abstract

The continuously rising utilization of the distribution grids in Germany has led to focused research in smart distribution grid techniques and grid automation. Simulation of electrical grids is the groundwork for most smart grid applications, but the validation of smart grid systems in real world conditions is still a difficult challenge. Grid operators hesitate to install smart distribution grid systems in fear of damaging their infrastructure or disrupting customers. Therefore, a bridge between development and product is needed. At the University of Wuppertal, a Smart Distribution Laboratory Grid was conceptualized and build in order to realize this missing link. The paper will go into detail on how the laboratory was designed, built and what potential it may provide to the future development of smart grid systems.

1 Introduction

The electrical distribution grid in Germany is facing many challenges in the coming decades. Photovoltaic (PV) peak capacity alone is planned to be built up to 200 gigawatts, which in conclusion means 2.5 times the current peak load capacity of the grid [1]. While grid reinforcement was the key solu-

tion for increased capacity in the past, it is getting increasingly less profitable with decentralized, volatile generation in all transmission layers [2]. Manually controlling the power flow for each LV (low voltage) grid at centralized control centres is impossible, due to the sheer number of LV grids each grid operator has to monitor. Therefore, grid automation in form of Smart Distribution Grid Systems (SDGS) is one possible solution to the problem [3]. While the development in simulation environments is steadily improving the already existing systems, validation and broad adaption are not following at the same pace. Most grid operators are hesitating to install smart grid technologies into their grids, because simulation validated systems do not provide the same degree of reliability as systems tested in hardware environments [4]. In order to alleviate this concern, the Institute of Power Systems Engineering of the University of Wuppertal conceptualized and built the Smart Distribution Laboratory Grid, to test existing smart grid technologies in a controlled environment [5]. For the purpose of the paper, the Smart Distribution Laboratory Grid is referenced to as just "laboratory grid". The laboratory grid mirrors the 400 volt LV distribution grid and is versatile in regards to possible grid topology configurations, load and generation configurations and measurement points. While there are a number of other similar laboratory projects [6,7], the flexibility and size of this laboratory grid are unique selling points.

2 Conceptualization and Hardware Installation

This chapter presents in detail, how the laboratory grid was conceptualized and installed at the campus in Wuppertal Freudenberg.

2.1 Conceptualizing the laboratory grid

The conceptualization of the laboratory grid started all the way back in 2019. Versatility, size and cost were in direct competition with each other. Additionally, several requirements to the actual practicability of building the grid had to be taken into account. After careful consideration a concept with 16 grid nodes and 21 branches with a total length of 750 meters, as seen in *Figure 1*, was finalized.

The dotted lines indicate the possibility to change the grid topology by means of fuse switch breakers. The grid is configurable in several topologies, from single strand to complete mesh grid. Even when deducting the non-viable configurations, up to approximately 350 usable topologies can be realized.

Grid topology of course is only one part of an operating grid. Other hardware requirements must be included in order to enable a realistic operation. The installed hardware includes a 250 kilowatt line voltage regulator, three 15 kilowatt resistive loads, ten pairs of 9.7 kilowatt frequency inverter for bi-directional power flows, eight 22 kilowatt charging points for electric vehicles, a 115 kilowatt peak PV system, a controller with switching relays and lastly sensors for voltage, current and phase at each node and branch. *Figure 2* shows the versatility of connecting the mentioned hardware to the grid. The power values shown in the figure are to be interpreted as “up to” values, which means that, depending on the configuration, lower values may apply. The PV system (green dot) for example can be connected to three different nodes (1, 8, and 15). The same applies to all other hardware.

In addition to topology and actuators, there are a large number of measurements in the grid to observe all relevant currents and voltages and other relevant measurements like air temperature and global radiation. To mimic the real grid as much as possible, all measurements are realized with a mix of remote terminal units, smart meters, charge controllers and actuator-specific communication solutions. The advantage of such a high number of measurements is the ability to trans-

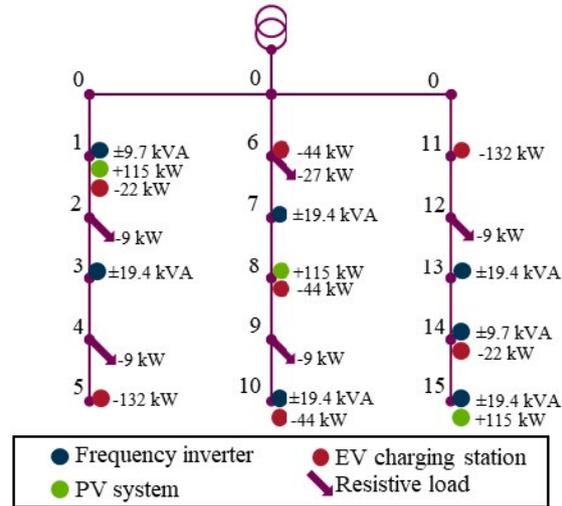


Figure 2: Load and generation concept of the laboratory grid

mit only a small selection to any system in testing and to use the other measurement points for validation of any calculation.

2.2 Installing the laboratory grid

While the conceptualization of the grid holds many challenges, building the actual grid on the campus, while using the existing power infrastructure, is a challenge in itself.

Figure 3 shows a site plan over the existing infrastructure, with the PV system, charging infrastructure, medium voltage (MV) transformer and the laboratory itself. It is shown, that the laboratory, PV system and charging infrastructure border a large parking lot, while the MV/LV transformer is stationed on the other side of the parking lot near building FN. The university property ends on the right side of the PV system and a residential area starts. While using the existing parking lot to

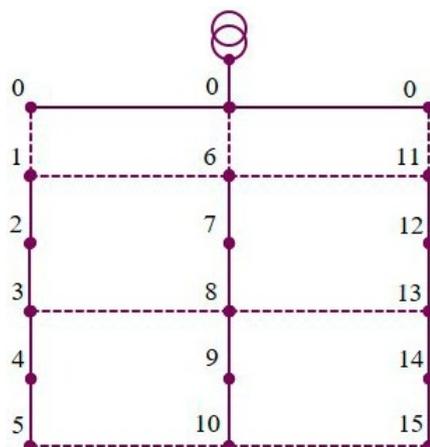


Figure 1: Topology concept of the laboratory grid

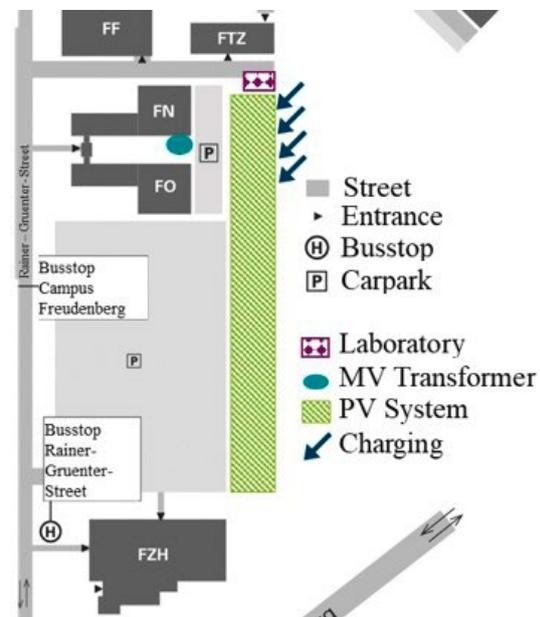


Figure 3: Laboratory grid and infrastructure site plan

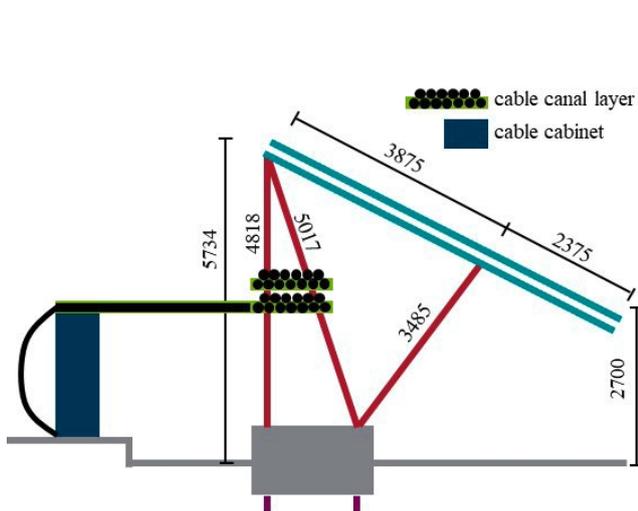


Figure 4: Laboratory grid cable cross section

build the grid seems like the obvious choice, minimum parking restrictions made the usage of this space impossible.

To comply with building restrictions, the already existing substructure of the PV system was used to create a grid length with the total length of 750 meters, without taking up any space on the parking lot. The cables are elevated up to 2.5 meters above ground and installed in two layers to reduce space even more. *Figure 4* shows a technical drawing of the construction with respective lengths in millimetres. The cables are connected to a switching cabinet at the border of the universities property, next to the existing cabinets for the PV system and charging infrastructure.

Next to the switching cabinet, the inverter system and resistive loads are positioned in their own cabinets. Overall, less than 30 square meters of space were used to build the laboratory grid. The structure allows for easy extension of the grid, because less than one third of the length of the PV systems substructure was used.

The laboratory grid currently consists of the following hardware components:

- 700 meters of observable NYY-J 4 × 70 cable
- Topology switching cabinet with 9 breakers
- 3 × 15 kW of resistive heaters as loads (Controllable in 0.25 kW increments)
- 10 × 9.7 kVA bidirectional frequency inverters
- 8 × 22 kVA electric vehicle chargers
- 114 kWp photovoltaic system
- Weather station
- 250 kVA line voltage regulator
- 15 observable grid nodes

3 Bidirectional Power Flows through Frequency Inverters

To realize bidirectional power flows, a new application of traditional frequency inverter techniques with the cooperation of the Bonfiglioli Vectron GmbH was implemented in the laboratory grid. *Figure 5* shows the general scheme diagram of one pair of the implemented frequency inverters (blue highlighted region).

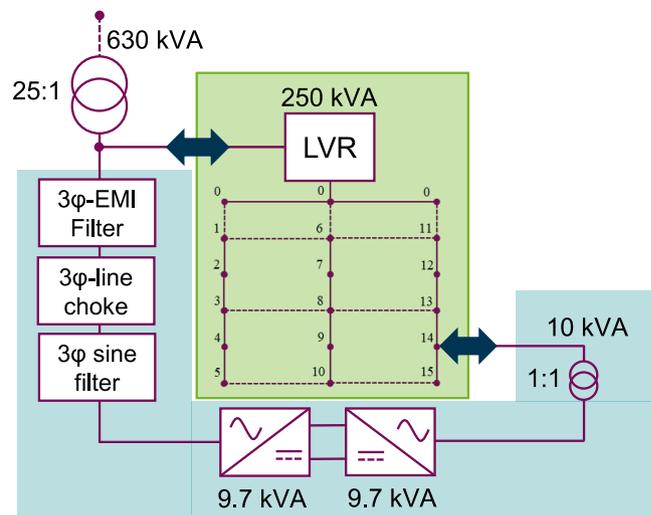


Figure 5: Frequency inverters structure

Every single system includes: three-phase filters (electromagnetic interference -EMI- and sine filters); three-phase power chokes to smooth the current peaks caused by the current consumption of the frequency inverter and to reduce the switching effects of the frequency inverter on the test grid; an isolation transformer; and a pair of AC/DC converters with a DC-DC intermediate circuit. One AC/DC converter is directly connected to the laboratory grid. The energy flows over the DC intermediate circuit and is injected into the isolation transformer.

As shown, the inverters do not generate or consume the electrical energy (other than the losses that may occur in their operation), but they create a circle current, which from the perspective of the laboratory (green highlighted region) looks like a generator or load, respectively, depending on the operating conditions.

The inverters are standard model active regenerative system or active energy control (AEC) inverters that are designed to recover braking energy in industrial applications. In the laboratory grid, these devices can emulate the behavior of a variety of loads (such as charging points for electric vehicles, heat pumps, conventional households, etc.) and local generators (such as small PV systems, small combined heat and power machines, energy storage systems, among others) present in the distribution grid.

This is achieved through their ability to work in four quadrants, as shown in *Figure 6*. Through the DC-link voltage, effective current and power factor parameters, the frequency inverters can work in any of the quadrants whether to inject power into the laboratory grid, or to absorb from the laboratory, with a given power factor. These input parameters and the corresponding operating values are sent and received from the monitoring and control system, respectively, through the Modbus RTU communication protocol.

Given the ability to consider lagging (inductive) and leading (capacitive) power factors, these inverters could in the future be used in the laboratory grid to analyse the effects of reactive power control in the electrical distribution network.

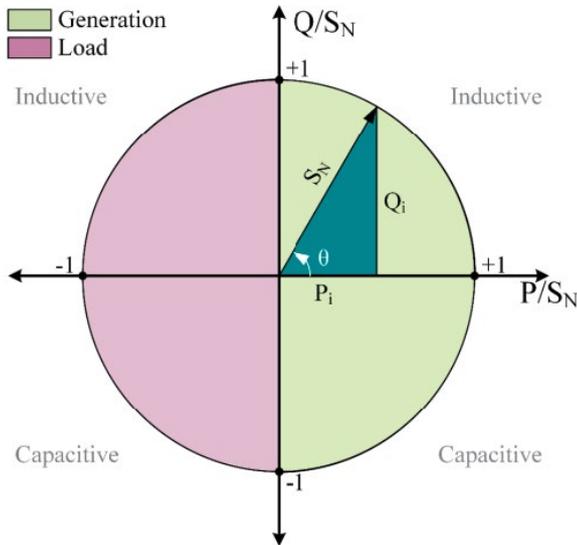


Figure 6: 4-Quadrant operation of the frequency inverters

4 Monitoring and Control

To effectively monitor and control the actuators in the grid, to analyse and record the measurements, a dedicated communication platform was implemented. The system consists of three different systems. The communication client, the grid interface and the scenario control. The systems are linked by a database, which hosts all measured data in addition to all processed data, such as setpoints and status data.

Figure 7 shows the systems interconnections and dataflow. The client creates independent connections to all available hardware components via different communication protocols. This includes the line voltage regulator (LVR) and the broadband power line modems (BPL 4NQ). While Modbus TCP is used for most hardware due to its ease of use, some data points are communicated by IEC 60870-5-104 and Modbus RTU. All communicated data points are stored in the database for later analysis or monitoring uses. The database together with the clients build the back-end of the system and manage measurements, time series accumulation, data aggregation, command data, setpoint data and other miscellaneous data used for controlling the laboratory grid. The interface is used

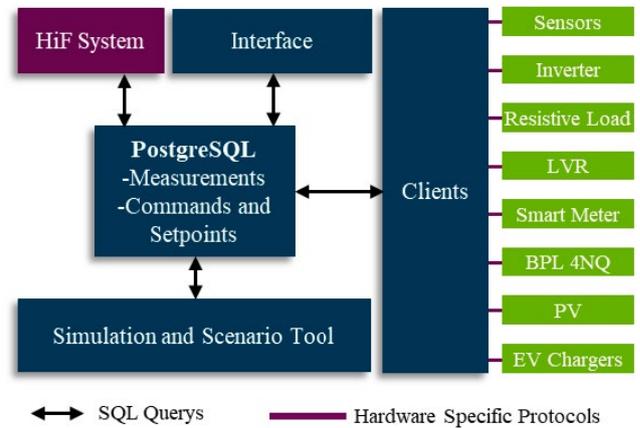


Figure 7: Monitoring and control system

as the front-end to individually control all loads and bidirectional hardware and monitor all power flows and voltage magnitudes in the grid, including the photovoltaic system, charging infrastructure for electric vehicles and a weather station.

The hardware in the field system (HiF System) is the currently used test system installed. Using the grid to develop and test new algorithms and evaluate existing systems requires a more complex and repeatable approach in controlling the hardware components. For this purpose, an existing simulation tool was adapted in order to work with the laboratory grid. It is possible to create, to simulate load time series and to start actuator models with predefined start parameters to dynamically calculate the hardware setpoints. The resulting load data is then transferred gradually into the database to recreate the simulated scenario in the laboratory grid. The resulting electrical power flows are measured. This enables the testing of a HiF system, such as a distributed energy resource management system. A mechanism assures that setpoints and commands from the HiF system are not overwritten by the scenario tool in the next step.

5 Discussion and Future Work

Using the before presented laboratory grid, numerous different scenarios for different load distributions and topologies

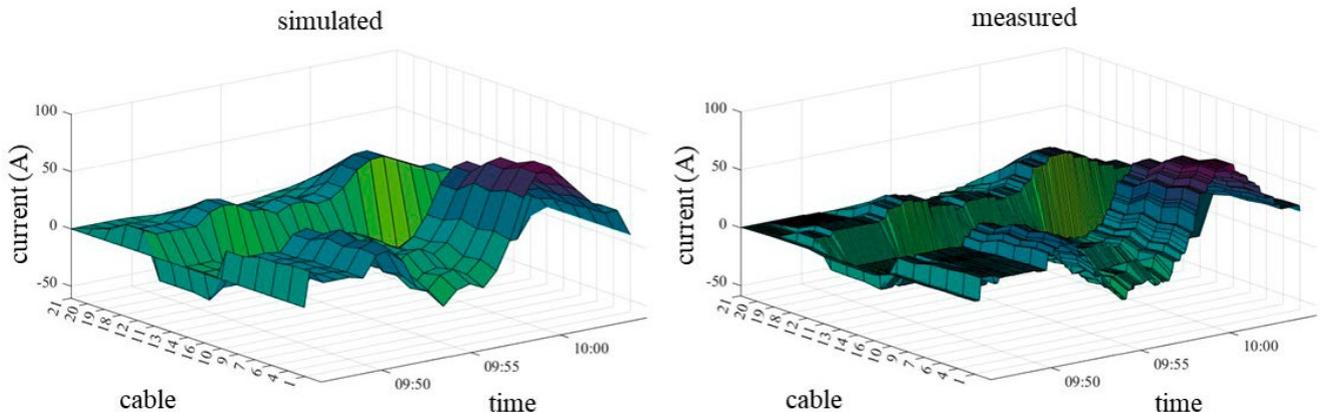


Figure 8: Current comparison: simulated and measured scenario

can be recreated to develop and to test HiF systems and algorithms. *Figure 8* shows the first result of an application of the system. In this scenario, a balanced load distribution was used in a topology with a long single strand. It is shown that the measured result of the scenario and the simulation match each other in magnitude and time. The deviation is about 3% and validates the systems design and functions.

Figure 9 shows the power magnitude at the slack node for a different topology scenario with the same load configuration. The command apparent power from the simulation for the slack node on phase 1 (CMD Power N1 L1) is compared to the measured apparent power for the slack node on phase 1 (MEAS Power N1 L1). The indices of the nodes are increased by one in comparison to the grid shown in *Figure 1*, because the simulation was done in MATLAB and the indices there cannot start at zero. While there is a visible delay of about 30 to 40 seconds between simulation command and the power magnitude reaching the expected value, all steps can be recreated. The used cycle time was 45 seconds due to a slow communication with the bidirectional inverters, given the serial communication limitations. This cycle time can possibly be reduced to less than 10 seconds using an alternative design for inverter communication.

Lastly, a comparison of voltages between the nodes farthest from the slack node are shown in *Figure 10*. This comparison, different from the first two comparisons, compares the measured voltage magnitude (MEAS Voltage) with an estimated voltage magnitude of a test system (GSI Voltage), at nodes 6, 11 and 16 on phase 1, based on a selection of real

measurements. While the transient values do deviate between the different time steps, the overall voltage magnitude is estimated very well, with all deviations between -0.5% and 0.5%

These examples show pre-simulated scenarios transferred into the laboratory grid and a realistic recreation of electrical grid situations.

The outlook of the laboratory grid will focus on more automation technology, to switch the grid topology remotely. In combination with planned grid, building infrastructure, such as a generator and a battery powered backup system, the increased automation will support research in the field of AC island grid operation for supplying critical infrastructure in prolonged blackout situations using mainly decentralized power generation. Additionally the laboratory grid will be used for education purposes in the field of Smart Grids and grid automation.

Acknowledgement

This project was supported by the Federal Ministry for Digital and Transport, the NOW-GmbH, the PTJ, the European Union, EFRE.NRW and the Ministry for regional identity, communities and local government, building and gender equality of the land North Rhine-Westphalia. Only the authors are responsible for the contents of this paper.

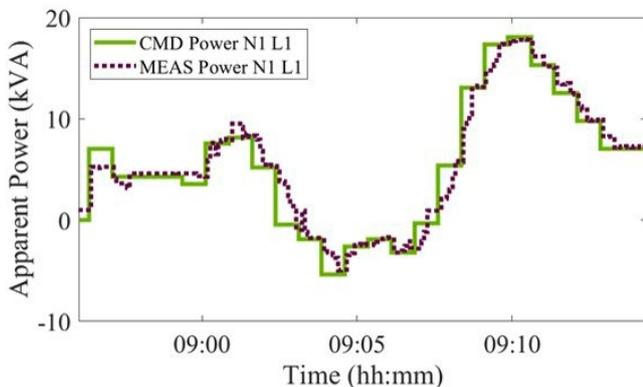


Figure 9: Power comparison: simulated and measured

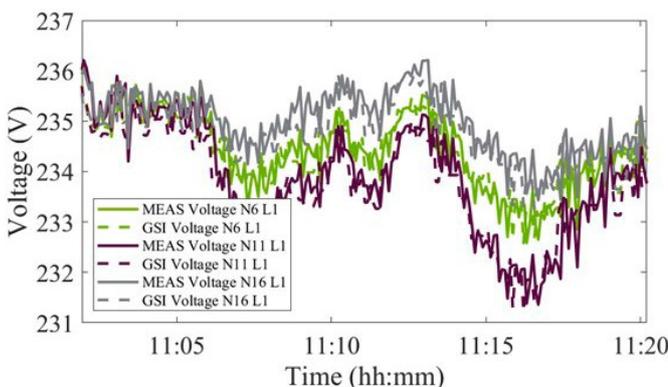


Figure 10: Voltage comparison: measured and estimated



Ministerium für Heimat, Kommunales, Bau und Gleichstellung des Landes Nordrhein-Westfalen



Supported by:

Federal Ministry of Transport and Digital Infrastructure

on the basis of a decision by the German Bundestag

6 Literature

- [1] Coalition Agreement 2021 – 2025 between SPD, BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN and FDP, 2021, Berlin
- [2] You, S., et. al.: "An overview of trends in distribution network planning: A movement towards smart planning," T&D Conference and Exposition, 2014 IEEE PES, 14-17 April 2014, Chicago, US
- [3] P. Steffens et al., "Cost Optimized Planning and Operation of Rural Distribution Grids," International ETG Congress 2015; Die Energiewende - Blueprints for the new energy age, 2015, pp. 1-8.
- [4] M. Wazifehdust, "Das Smart Grid Labor", VDE Inside, 2021, VDE Bergisch Land-Südwestfalen, Ausgabe 19, p. 18 – 19.
- [5] M. Forchheim, D. Cano-Tirado, M. Stark, M. Wazifehdust, S. Palmer and M. Zdrallek, "Grid Serviceability Assessment of Non-Residential Buildings Using Measurement and Simulation Data and its Validation in a Physical Test Grid," ETG Congress 2021, 2021, pp. 1-7
- [6] A. Krontiris, S. Pfeffer, T. Neukamp, I. Jeromin and M. Pfeffer, "Smart Grid Lab Hessen – a real-life test environment for active distribution grids," 2021 9th International Conference on Modern Power Systems (MPS), 2021, pp. 1-5
- [7] I. Gilbert, P. Mulroy, A. Hurtado, A. Nabil and I. Orue, "Practical Experience of a Partial Discharge Monitoring Application on an Experimentation MV Distribution Network", 23rd International Conference on Electricity Distribution, 2015.

Bilder/Grafiken © Lehrstuhl EVT (BUW)



Markus Koch, M. Sc.
Bergische Universität Wuppertal



David Cano-Tirado, M. Sc.
Bergische Universität Wuppertal



Maximilian Forchheim, M. Sc.
Bergische Universität Wuppertal



Mahjar Wazifehdust, M. Sc.
Bergische Universität Wuppertal



Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Bergische Universität Wuppertal



Dipl.-Ing. Marco Tafuro
Bergische Universität Wuppertal

Best-Paper-Award**E4** Application of artificial neural networks for power system state estimation – Validation with a weighted least squares algorithm**Abstract**

The energy transition led to significant challenges for distribution grid operators. In addition to the increasing renewable energies, increasing mobility and heat supply electrification are expected. Volatile feed-in situations, variable and sector-coupled loads complicate the state estimation in less monitored power distribution grids. This paper uses artificial intelligence (AI) as a data-based approach for state estimation in low-voltage grids. The method is applied to the example of an urban test grid from the SimBench project and a rural test grid. The results are validated using a classical weighted least squares (WLS) algorithm. The introduced procedures consider a high penetration of electric vehicles and photovoltaic systems. AI-based methods turn the computationally intensive training phase to offline time and operate fast in online mode. Such methods are especially well-suited for real-time applications.

1 Introduction

The distribution grids in Germany often conform to the technical state of the art of one-way power flow, starting from central power plants to the consumers. Especially in low-voltage (LV) grids, only a few local grid stations are monitored, and in rare cases, metering systems are installed within the power grids. The expansion of renewable energies and the increasing demand for electrical energy, for example, through electromobility or heat pumps (HP), confront distribution system operators (DSO) with significant challenges. Classical methods of grid state estimation (SE), used in high-voltage and extra-high-voltage grids are reaching their limits due to the low observability at the distribution grid level. AI methods that can learn complex patterns and work with high performance in operational use offer significant advantages over already established SE methods. Artificial neural networks (ANN) will be developed and trained to automatically perform various monitoring functions, e.g. bundled in an assistance system. The main question is: Can the grid state in LV networks with a high penetration of electric vehicles (EV), HP and photovoltaic (PV) systems but only a few measuring devices be analyzed, using an AI system? What accuracy do the results achieve, and how

does an AI system perform compared to a WLS algorithm? This paper contains five sections. First, there is a short introduction to monitoring power distribution grids and the resulting motivation for using AI techniques. The next chapters overview SE mathematics and describe the AI-SE developed in the proposed approach. The training and validation of the ANN models and the performance of an AI-based SE in the presented test grid follow this. The results are evaluated and compared with a WLS-SE algorithm. The paper ends with the simulation results in the preparation and operation phase and concludes with a summary and an outlook of future work.

2 Power system state estimation

Power system SE intends to calculate the associated grid state based on measurement values. The appropriate calculation method for solving the SE problem results from the number and structure of the input variables. According to (1), the redundancy factor η is a parameter for the input classification. M is the number of input variables, and N is the number of grid nodes, where N grid nodes result in $2N - 1$ state variables.

$$\eta = \frac{M}{2N - 1} \quad (1)$$

Figure 1 illustrates the classification of grid state identification. If the number of input variables equals the number of output variables, a load flow calculation solves the precisely determined system of equations. A grid SE provides the solution if there are more input variables than output variables. Distribution systems have few monitoring and metering capabilities compared to transmission grids. Measurement instruments in LV grids are often limited to substations [1] or a few buses within the grid. In the case of a sparse measurement configuration, SE approaches use so-called pseudo-measurement (PM) [2] for energy consumption and production to achieve a reliable SE of the grid state. The industrial standard for solving the SE problem is the WLS algorithm. It minimizes the sum of weighted and squared residuals to predict the most probable grid state. Consider the nonlinear measurement model according (2),

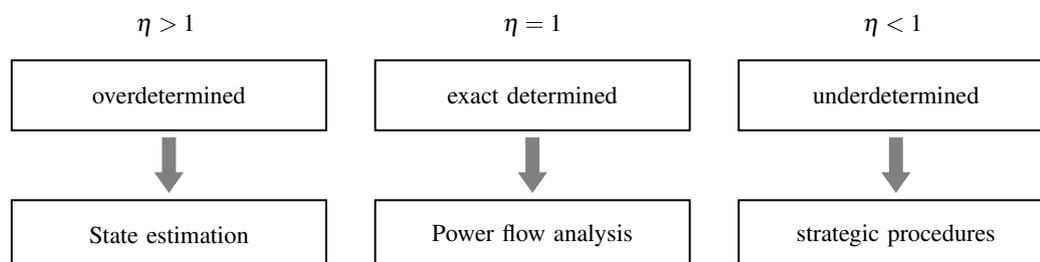


Figure 1:
Classification of grid
state identification

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e} \quad (2)$$

where \mathbf{z} is the measurement vector, \mathbf{h} is the nonlinear measuring model, \mathbf{x} is the actual state vector, and \mathbf{e} is the measurement error vector. According to (3), the minimization function formulates the SE problem.

$$J(\mathbf{x}) = \frac{1}{2}(\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}))^T \cdot \mathbf{R}_z^{-1} \cdot (\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})) \quad (3)$$

The WLS problem uses the inverse of the covariance matrix \mathbf{R}_z as a weighted matrix. The most common measurements are power flows, node power consumption or feed-in and voltage magnitudes. The output of the WLS-SE is a set of voltage magnitudes and voltage angles for all nodes in the grid. In this paper, the presented approach performs WLS-SE with pandapower [3].

2.1 Pseudo measurements

Classical SE requires at least as many measured values as state variables to be estimated. A PM generation must therefore extend the available measurement data set and thus ensures the measurement value redundancy required by the WLS-SE algorithm. Figure 2 shows the process for generating the PM values. After analyzing the measured values (I), the PM generator divides the grid into G feeders, with $G \in \mathbb{N}$ and $g \in \{1 \dots G\}$. The proposed approach assumes one monitored PV system in each feeder. The PM generator now relates the measured active PV power $P_{PVg \text{ meas}}$ to the nominal values of the system. This results in a PV scaling factor for each feeder (II), according to (4). The active powers of all other PV systems are calculated from the scaling factor for each feeder and the corresponding nominal values (III).

$$f_g = \frac{P_{PVg \text{ meas}}}{P_{PVg \text{ nom}}} \quad (4)$$

In the fourth step (IV), the PM subtracts the calculated PV active powers from the measured values $P_{g \text{ meas}}$ of the monitored feeders. The PM generator considers the EMs, HPs and loads equally during PM generation. Equation 5 describes the formula for generating the PM values P_g , where D_g is the sum of all loads, EMs and HPs and A_g the sum of all PV systems per feeder. The generation of the PM values becomes more accurate, the lower the number of loads per feeder. The PM now serves as input values for the execution of the WLS algorithm.

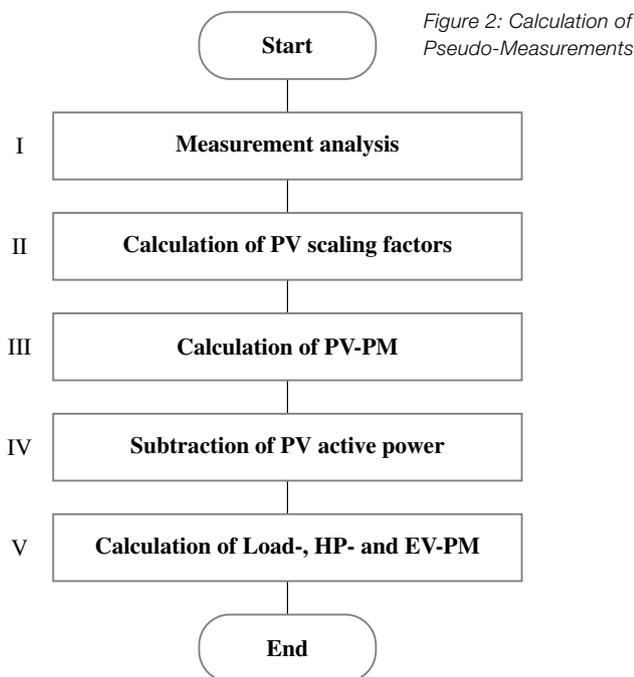
$$P_{g \text{ PM}} = \left(P_{g \text{ meas}} - \sum_{\alpha}^{A_g} P_{PVg \alpha} \right) \cdot \frac{1}{D_g} \quad (5)$$

3 State estimation with artificial neural networks

The AI-SE framework consists of three subsystems [4]. In the first step (A), the synthetic generation of the training data occurs. In the second step (B), the framework trains the ANN system, and in the third step (C), the AI-SE executes in online operation. Figure 5 demonstrates the interaction of the subsystems. A classic power system simulation software (PSSS) provides the load flow data needed for the training. A case data generator (CG) ([4], [5]) generates, and the PSSS [6] calculates various load flow scenarios required as training data for the ANN. Scaled standard load profiles and synthesized measurement time series, which are additionally varied with Gaussian noise, provide the basis for modelling consumer loads and feed-in plants in the case data generation. The PSSS and the training of the ANN require a lot of computing time and power - but only offline in parallelized processes. Once ANNs have been trained and verified as suitable for their intended use, very little computational performance is required. After the training and validation of the AI models, the AI system can be implemented in the grid operation and used for grid monitoring. Available measured values serve as input variables, whereby even low observability is sufficient to identify the grid state. The input data considers different switching states included in the training database. As output, the AI-SE provides the voltage magnitude and angle at all grid nodes. In this paper, the evaluation of the results focuses on the voltage magnitude, as this value is of interest to the DSO of LV grids [7]. Initial field tests have shown that the developed AI systems can be integrated into low-computing controllers and installed in local substations for grid monitoring.

3.1 Artificial neural networks

AI is a sub-field of computer science. It pursues the goal of automatically reproducing specific intelligent decision-making structures of humans. ANN are a part of deep learning and focus on the functioning of the human brain. The mathematical description of an artificial neuron is the nonlinear mapping of an input vector $\mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_i) \in \mathbb{R}^i$ to a scalar value y . An



ANN is a set of many artificial neurons and their interconnection arranged on several layers. There are three layers: the input layer, the hidden layer and the output layer. The inputs are weighted by weights w_i , summed up as x_w and then passed through an activation function. The activation function helps to decide whether a neuron's output is essential. The commonly used activation function is the ReLU (rectified linear unit) with $ReLU(x_w) = \max(0, x_w)$. The ANN training framework optimizes the weights to calculate the expected outputs for all given inputs. The execution mode of the ANN then multiplies the input values by the weight matrix and obtains the results. The high performance makes ANN suitable for solving complex problems considering high-time requirements.

4 Simulations

The following chapter presents the simulations, from the description of test grids through the steps in the preparation phase (PP) to the execution of the ANN models. A rural and urban test grid serves the purpose of demonstrating the function of the approach. In the final step, the results of the AI-based SE are compared with the results of a classical WLS algorithm [3]. The simulations only consider three-phase symmetrical grid states. For unbalanced grids, the proposed ANN architectures can, in principle, be extended by a factor of v for v phases. An Intel(R) Xeon(r) Gold 6226R CPU performs the calculations.

4.1 Rural test grid

Figure 3 shows the rural synthetic reference network (LV-R). The grid contains 18 consumer loads, four PV systems, and eight charging stations. A scaled standard load profile and the corresponding annual energy consumption models the consumer loads. All lines correspond to the NAYY 4x150 line type and are 100 m long. The entire grid area covers a line length of 1.96 km. In addition, the DSO can operate the grid in a annular (S1 and S2 closed) or radial (S1 and S2 open) switching arrangement. According to VDEW [8], analytical load profiles serve the consumption configuration in the presented approach. The basis for PV profiles forms measurement data from various reference plants in Saarland, Germany. Since the profiles are average, scenario generation requires scaling factors between 0% and the maximum occurring power.

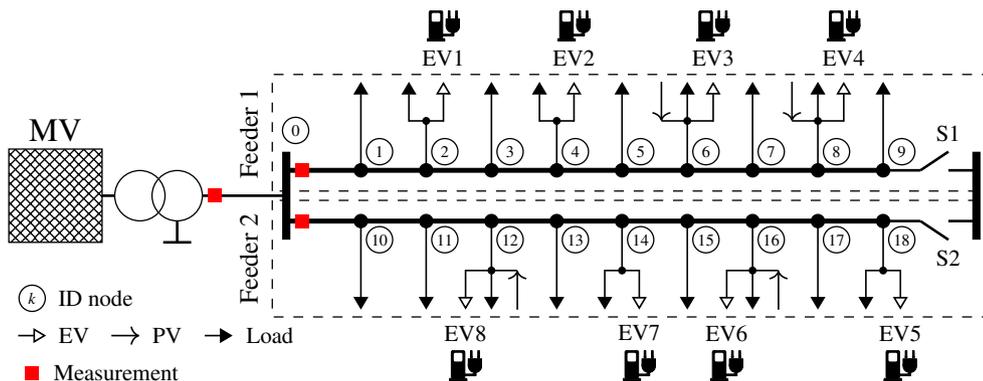


Figure 3: Topology of the rural test grid LV-R

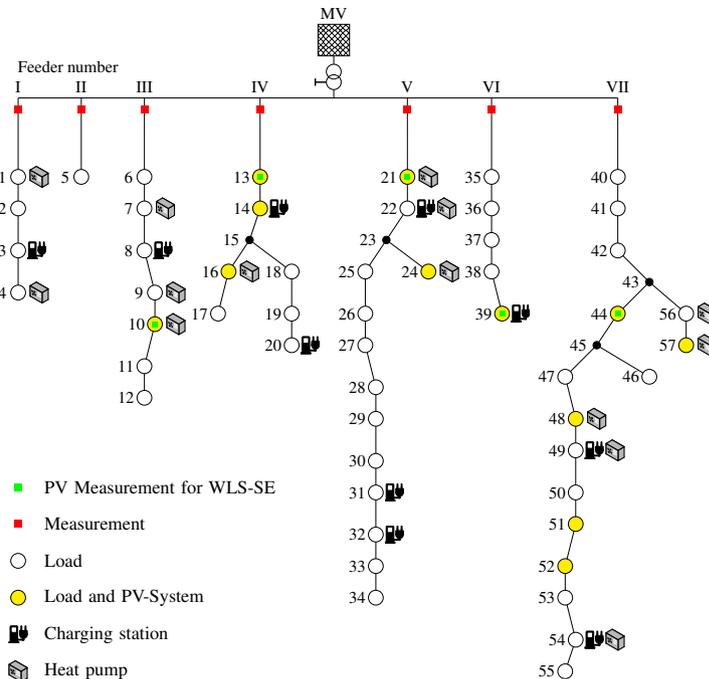


Figure 4: Topology of the urban test grid LV-U

4.2 Urban test grid

Figure 4 shows the urban benchmarking grid (LV-U) based on investigations in the SimBench project [9]. The grid comprises 57 nodes with 11 PV systems, ten EV, 12 HP and 57 consumer loads. The corresponding code of the examined grid is 1-LV-urban6-2-no_sw. The included battery energy storages are not activated for the following investigations. The local grid station supplies the grid devices with seven feeders. The measurement series in the project data set (15-minute intervals for a whole year) form all grid participants' load and feed-in configurations. All lines correspond to the NAYY 4x240SE line type and are 18.9 m long on average. The entire grid area covers a line length of 1.078 km.

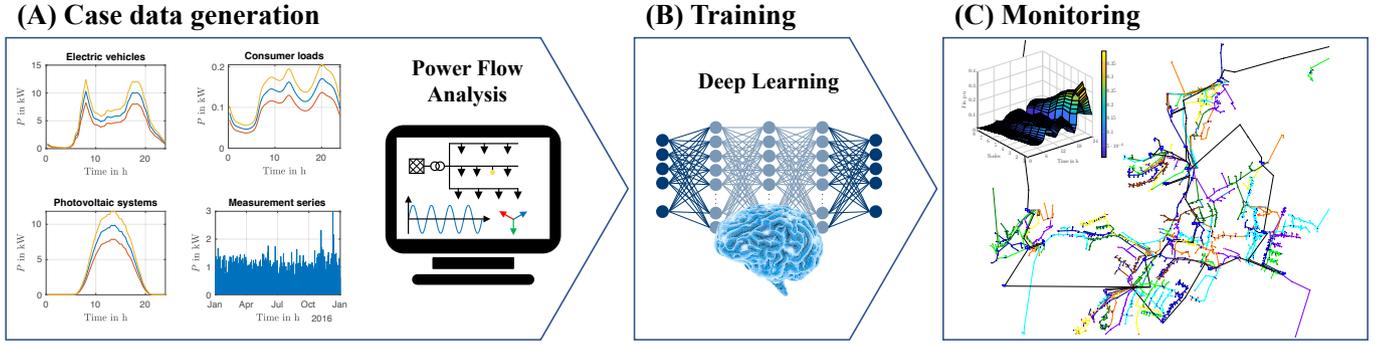


Figure 5: Structure of the AI-based grid state estimation [10]

4.3 Preparation phase

The PP includes developing, training and evaluating the ANN models. The training framework splits the generated data into training data and test data. A separate validation data set provides accuracy verification during the training process. The training algorithm for the ANN uses only the training data for training. After training, the preparation framework tests the ANN models against the test data set.

4.3.1 ANN architecture

In this paper, the presented approach uses a multi-layered perceptron architecture. The AI-SE framework uses PyTorch [11] with Python programming to implement ANNs. The framework for hyperparameter optimization (HO) uses Tune [12] as a Python library for experiment execution and hyperparameter tuning at any scale. Random Search (RS) and Grid Search (GS) are commonly used optimization algorithms. The GS exhaustively generates candidates from a grid of parameter values, where outside values are neglected. The proposed approach utilizes RS and defines a search space as a bounded domain of hyperparameter values with an upper (UL) and lower limit (LL). The RS randomly samples points in that domain, and the ANN framework trains the ANN models. At the end of the optimization, the optimized value (OV) is available for each hyperparameter. Table 1 contains the HO results for the LV-R and LV-U grid. The optimized network structure for the AI-SE in LV-U consists of three hidden layers, and four hidden layers for the AI-SE in LV-R. The proposed ANN ar-

chitectures use a standard mean squared loss function MSE-Loss, according to (6), where \hat{y}_b is the predicted value and B the batch size. The MSE loss function is suitable for numerical predictions [13].

$$MSE(y, \hat{y}) = \frac{1}{B} \sum_{b=0}^B (y_b - \hat{y}_b)^2 \quad (6)$$

Before the training starts, a preprocessing algorithm first prepares the data. This operation scales the inputs and outputs in the [0,1] range. All ANN models use Adam's optimization algorithm [14] to optimize the ANN's weights and minimize the MSE. The training framework trains the ANN models over 500 epochs at a constant learning rate.

4.3.2 Training results and model validation

The evaluation describes the model error with the Root-Mean-Square (RMS) error, according to (7). The RMS error is suitable to indicate an overall error situation. where e_{ck} denotes the relative estimation errors at individual node ID k in simulation case c . The relative voltage error is related to the nominal voltage V_{nom} , according to (8).

$$e_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{CK} \sum_{c=1}^C \sum_{k=1}^K e_{ck}^2} \quad (7)$$

$$e_V = \frac{V_{est} - V_{true}}{V_{nom}} \quad (8)$$

Parameter	LL	UL	OV LV-R	OV LV-U
learning rate	10^{-6}	10^{-2}	$2.77 \cdot 10^{-4}$	$2.04 \cdot 10^{-4}$
batch size	10	256	10	16
hidden layers	2	5	4	3
neurons L1	4	512	16	128
neurons L2	4	512	256	128
neurons L3	4	512	128	128
neurons L4	4	512	128	-

Table 1: HO results for the SE-ANN models

The subplots a) and b) in Figure 6 describe the boxplot diagrams for the test data estimation errors in the PP. The lower boxplot whiskers show the 5% and the upper whiskers the 95% quantile. The estimation error for the voltage magnitude is always less than 1% for both test grids. The RMSE calculation in Table 2 also confirms these results. The analyses further demonstrate that the accuracy of voltage estimation declines with increasing feeder length. For more distant feeders, the DSO must

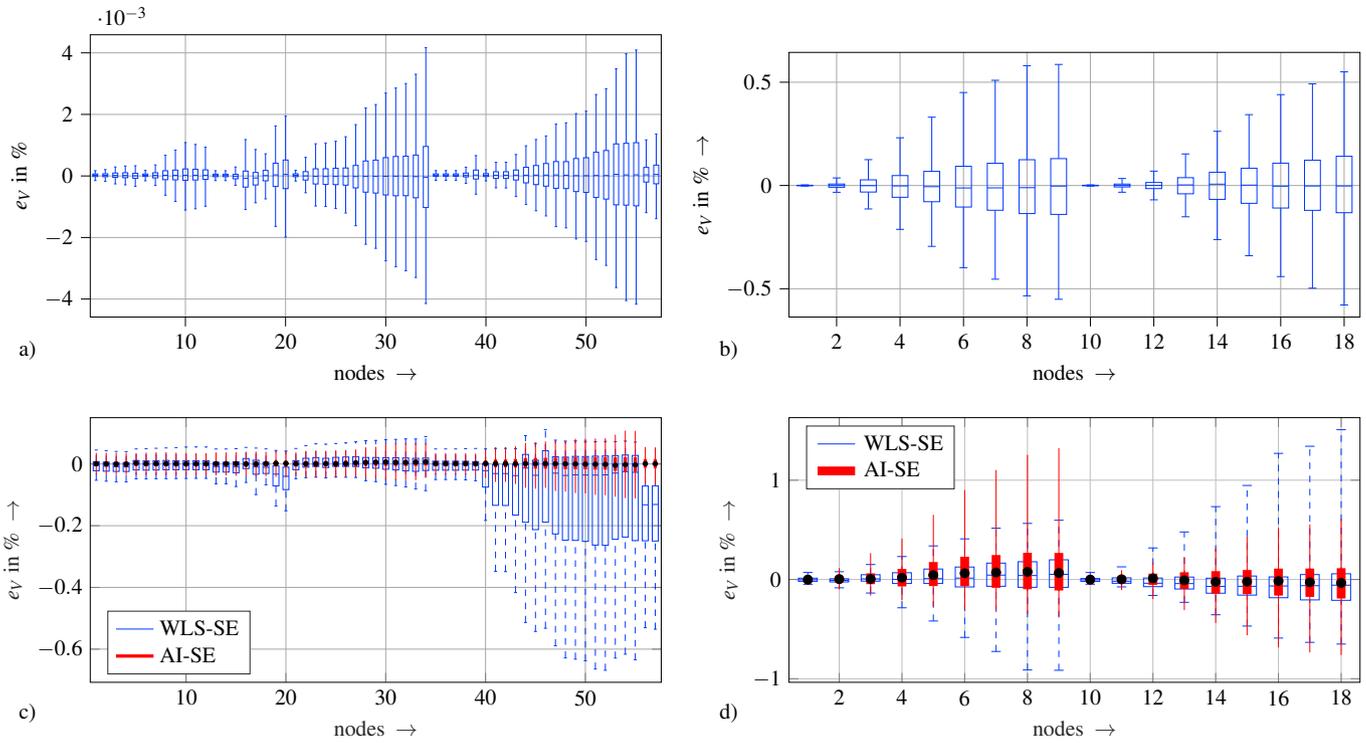


Figure 6: Boxplots of the estimation errors in the preparation (a,b) and operation phases (c,d)

place additional measurement instruments to assess the evaluation criterion successfully. It is noticeable that the RMSEs are very small for the urban test grid. Due to the low line impedances and the low loadings specified by the measurement series, there are only low voltage drops across the lines. For some load cases, the voltage at the feeder end may correlate strongly with the measured voltage. For these cases, the ANN model can learn the grid state very accurately. Further work needs to investigate how this affects the calculation of line loadings.

4.4 Operation phase

After training and testing the ANNs in the PP, the models can now work in operation mode (OP). The validation of the AI-SE and the comparison with the WLS algorithm is performed in operational mode using a daily load profile. In the LV-R grid, the EVs in feeder one are electrically deactivated. The EVs in feeder two start the charging process with an active power of 22 kW at 6:00 pm and end at 9:00 pm. The CG generates test cases in the LV-S grid based on the *SimBench* measurement time series. *Figure 7* illustrates the daily load curves for

both test grids. The validation framework assumes that the measurement errors that serve as inputs to the AI-SE and WLS-SE are subject to a normal distribution. Micro-Phasor Measurement Units (μ PMU) provide time-synchronized voltage and current phasors in real time with high accuracy, precision, and sampling rate [15][16]. The approach in this paper considers maximum measurement errors $e_{V\text{ meas}} = 0.15 \text{ V}$, $e_{P\text{ meas}} = 300 \text{ W}$ and $e_{Q\text{ meas}} = 300 \text{ var}$. The active and reactive power errors refer to the value resulting from the maximum current measuring range. From the 3σ -rule, the standard deviations result in $\sigma_V = 0.05 \text{ V}$, $\sigma_P = 100 \text{ W}$ and $\sigma_Q = 100 \text{ var}$ for the measurement errors. The 3σ -rule is a statistical calculation that refers to data within three standard deviations from the mean. *Table 2* shows the comparison results between the WLS-SE and AI-SE in the rural and urban test grid. The results indicate that the AI-SE provides better estimation accuracy over all nodes and time steps. It must be mentioned that the AI-SE does not receive measurements of the PV Systems. The WLS-SE, on the other hand, requires such measured values for PM generation. The subplots c) and d) in *Figure 6* describe the boxplot diagrams for the estimation errors in the OP. The lower boxplot whiskers show the 0% and the upper whiskers the 100% quantile. *Figure 7* presents the corresponding time series as an example for node 47 in LV-U and node 18 in LV-R. The estimation results of the AI-SE are significantly better than the WLS-SE at times of many charging operations and high feed-in power from PV systems. In the rural grid, the WLS-SE estimates the grid state in the first feeder with higher accuracy. The CG scales the EV in the training data uniformly, except for adding Gaussian noise. High load imbalances between different feeders are insufficiently considered. Future work will examine this situation in more detail.

	LV-R-V	LV-U-V
RMSE-PP ANN	0.2145 %	0.0043 %
RMSE-OP ANN	0.4717 %	0.0424 %
RMSE-OP WLS	0.5719 %	0.3020 %

Table 2: Error results in preparation and operation phase

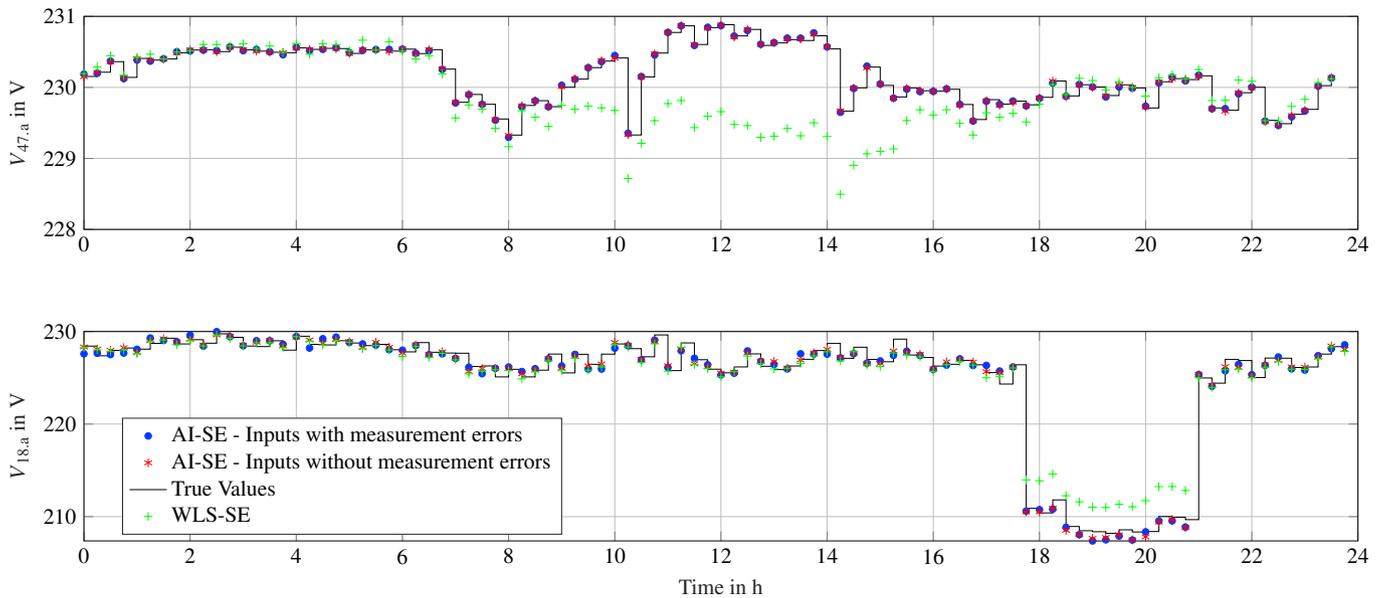


Figure 7: Estimation results in the operation phase for node 47 in LV-U and node 18 in LV-R.

5 Conclusion and Outlook

The paper shows that the hybrid approach of PSSS with AI is very suitable for future grid monitoring and planning. The simulation results illustrate a high estimation quality compared to a classical WLS algorithm. ANNs estimate grid states with high performance, considering low observability and simultaneously high penetration of EV, HP and PV systems. For future applications, the user can adapt the CG around user-specific load profiles for more specific training data generation. The more accurately the load and feed-in profiles are simulated, the more accurately the AI-SE can estimate the grid state in operational use. If the DSO collects smart meter data, the CG can also use them to generate training data. The data- and computation-intensive training phase takes place offline, whereas, in online operation, the AI-based systems deliver the results very quickly. It is robust against missing input data and does not require any PM values. The overall system has already been successfully tested in initial field tests. Part of future work is the deployment and further system development in additional grids as part of a digital local grid station [7]. In the future, DSOs can manage the energy transition in power distribution grids more efficiently by using hybrid concepts of AI-based systems and PSSS.

Acknowledgements

This work was supported by the GridAnalysis-Project funded by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK) under grant 03EI6034A.

References

- [1] A. Angioni *et al.*, "Impact of pseudo-measurements from new power profiles on state estimation in low-voltage grids," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 65, no. 1, pp. 70–77, 2016.
- [2] A. Primadianto and C.-N. Lu, "A review on distribution system state estimation," *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 3875–3883, 2017.
- [3] L. Thurner *et al.*, "Pandapower—an open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6510–6521, 2018.
- [4] A. Winter, M. Igel, and P. Schegner, "Supervised learning approach for state estimation in distribution systems with missing input data," in *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*. IEEE, 10182021, pp. 1–5.
- [5] A. Winter *et al.*, "KI-basierte Systemanalyse im Normal- und Kurzschlussbetrieb: Künstliche Intelligenz in Stromverteilnetzen," *ew - Magazin für die Energiewirtschaft*, no. 12, pp. 32–35, 01.12.2021.
- [6] Michael Igel, "Atpdesigner: Design and simulation of electrical power networks." [Online]. Available: www.atpdesigner.de
- [7] M. Pertl *et al.*, "Voltage estimation in active distribution grids using neural networks," in *2016 IEEE Power and Energy Soc. Gen. Meet.* IEEE, 17.07.2016 – 21.07.2016, pp. 1–5.
- [8] H. Meier *et al.*, *Representative VDEW load profiles (in German: "Repräsentative VDEW-Lastprofile")*. Frankfurt am Main: VDEW, 1999.
- [9] S. Meinecke *et al.*, "Simbench—a benchmark dataset of electric power systems to compare innovative solutions based on power flow analysis," *Energies*, vol. 13, no. 12, p. 3290, 2020.

- [10] A. Winter *et al.*, "Monitoring in Niederspannungsnetzen mit Verfahren der künstlichen Intelligenz," in *17. Symposium Ennergieinnovation*, TU Graz, Ed., 2022.
- [11] A. Paszke *et al.*, "Pytorch: An imperative style, high-performance deep learning library," in *Advances in Neural Information Processing Systems 32*. Curran Associates, Inc., 2019, pp. 8024–8035.
- [12] R. Liaw *et al.*, "Tune: A research platform for distributed model selection and training," *arXiv preprint arXiv:1807.05118*, 2018.
- [13] I. Pointer, *Programming PyTorch for deep learning: Creating and deploying deep learning applications*, 1st ed. Sebastopol, CA, USA: O'Reilly, 2019.
- [14] D. Kingma and J. Ba, "Adam: A method for stochastic optimization," *International Conference on Learning Representations*, 2014.
- [15] E. Dusabimana and S.-G. Yoon, "A survey on the micro-phasor measurement unit in distribution networks," *Electronics*, vol. 9, no. 2, p. 305, 2020.
- [16] Powerside, "MicroPMU." [Online]. Available: <https://powerside.com/products/monitoring/micropmu/>

Bilder/Grafiken © Andreas Winter



Andreas Winter, M. Sc.
Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes



Philipp Raß, M. Sc.
Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes



Prof. Dr.-Ing. Michael Igel
Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes



Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner
Technische Universität Dresden

ETG Task Forces

E5 Aktueller Stand der ETG Task Force „Betriebsmittel im Netz der Energiewende“

Die Task Force „Betriebsmittel im Netz der Energiewende“ entstand im Juni 2022 mit den drängenden Fragen: Wie können Jahrzehnte alte Betriebsmittel den neuen Anforderungen der Energiewende gerecht werden? Wie werden die Leistungsflüsse der Erneuerbaren übertragen, obwohl der seit langem nötige Netzausbau fehlt? Kann die Strombelastbarkeit alter Betriebsmittel weiter erhöht werden, wenigstens für kurze Zeit? Welche Diagnoseverfahren eignen sich besonders, um hohe Belastung zu erkennen? Wie sieht effektives Asset Management in einem hoch ausgelasteten Netz aus?

Die Task Force besteht im Wesentlichen aus Mitgliedern des ETG FB Q2 „Werkstoffe, Isoliersysteme, Diagnostik“, also Experten, welche die Fragestellungen aus dem Blickwinkel der einzelnen Komponenten des Hochspannungsnetzes beurteilen.

Zunächst beschreiben die Autoren die Grenzen der Belastbarkeit der Betriebsmittel Transformator, Kabel, Freileitung und Schaltanlagen. Danach werden Empfehlungen für einen Betrieb mit höherer Auslastung gegeben. Unbedingt müssen Diagnose, Monitoring und Asset Management dem Betrieb mit höherer Auslastung angepasst werden, denn eine höhere dynamische Auslastung verlangt nahezu in jedem Fall eine kontinuierliche Online-Beobachtung, mindestens mit digitalen Abbildern. Best Practice Beispiele zeigen die praktische Umsetzung für (1) Dynamic Security Assessment eines Übertragungssystems, (2) Lastabhängiges Temperaturverhalten von Trafos, (3) Witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb, (4) Distributed Temperature Sensing von Kabeln und (5) Schaltanlagen.

Bild 1 zeigt besonders eindrücklich die Reserven der Strombelastbarkeit, wie sie zumindest für Freileitungen bestehen. Die sehr sicherheitsorientierte Festlegung der Belastbarkeit von Leiterseilen (bei 35°C und 0,6 m/s Windgeschwindigkeit) bietet erhebliche Potentiale für eine dynamische Überlastung. Mehr als 200% Überlastung scheinen unter Umständen er-

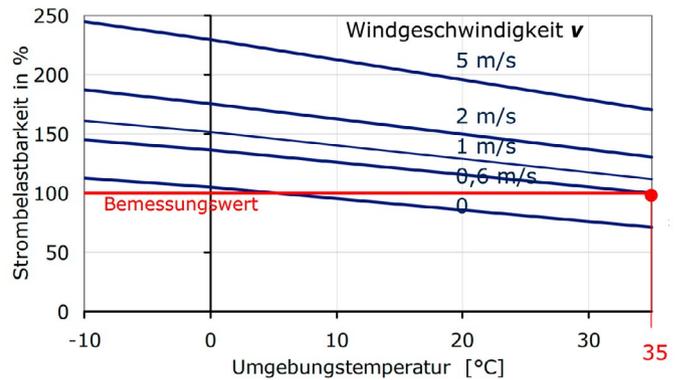


Bild 1: Strombelastbarkeit von Freileitungsseilen in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Umgebungstemperatur [1]

[1] S. Großmann et al. "Erhöhung der Strombelastbarkeit von Freileitungen und Schaltanlagen – Möglichkeiten und Risiken", EnlInnov 2010, Graz

zielbar. Gezielte Überlastung bei minimalem Risiko verlangt jedoch ein genaues, zeit- und ortsaufgelöstes Monitoring des Seilzustands und -durchhangs.

Wir beabsichtigen, die Ergebnisse der Task Force Ende 2023 auf verschiedenen Kanälen zu veröffentlichen.



Prof. Dr.-Ing. Maik Koch,
Hochschule Magdeburg-Stendal,
Leiter der Task Force

ETG Task Forces

E6 Der Digitale Zwilling in der Netz- und Elektrizitätswirtschaft

Das Wort „Digitaler Zwilling“ ist seit einiger Zeit in vieler Munde. Aus Sicht der VDE ETG Task Force „Digitaler Zwilling in der Netz- und Elektrizitätswirtschaft“ geht die Bedeutung von Digitalen Zwillingen weit über das hinaus, wofür der Begriff heute oftmals verwendet wird. Entscheidend ist aber die Umsetzung des Konzeptes in der Praxis, die bisher noch oftmals unzureichend erfolgt. Insbesondere die Energiebranche steht hier noch am Anfang. Die Task Force möchte mit ihrer Studie dazu beitragen, dass die Energiebranche die Chancen, die sich durch den Einsatz Digitaler Zwillinge in der Netz- und Elektrizitätswirtschaft (nachfolgend DZiNE abgekürzt) ergeben, erkennt und in Zukunft konsequent nutzt. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Task Force zusammengefasst. Die Studie ist auf der Homepage der ETG unter www.vde.com/de/etg/digitalisierung verfügbar.

Die Netz- und Elektrizitätswirtschaft steht zweifelsohne vor gigantischen Herausforderungen. Ein Blick in die geplanten Investitionsvorhaben der Netzbetreiber offenbart die massiven Anstrengungen im Netzausbau und -ausbau, um die Energiewende und damit die Dekarbonisierung umzusetzen. Die ambitionierten Ziele der Bundesregierung hinsichtlich Elektromobilität (15 Mio. E-Autos bis 2030) und der massive Ausbau von Wärmepumpen (6 Mio. bis 2030) sind dabei nur einige anstehende Maßnahmen, die zeigen, wie vor allem grüner Strom (bis 2030 jährlich 10 GW Windausbau an Land und 22 GW Photovoltaikausbau gemäß Osterpaket) in den Sektoren (Haushalte, Industrie, Gewerbe und Verkehr) die konventionellen Energiequellen ablöst und die Investitionen in den Netzausbau weiter antreiben. Die steigenden Investitionen treffen dabei auf Prozesse und Strukturen, die über Jahrzehnte in vereinzelt Strukturen gewachsen sind. Oft fehlte dabei das Problembewusstsein dafür, dass die Einführung von digitaler Technik und Software, ohne ausreichende Koordination durch das Management, zu hohen Aufwänden bei der Pflege von IT-Systemen und Schnittstellen, sowie Redundanzen in den vorgehaltenen Daten führt. Im Gesamtbetrieb sind verdeckte Produktivitätsverluste sowie komplexe und schwer zu beherrschende Projekte die Folge. Durch die zahlreichen Datensilos mit eigenen zum Teil proprietären Datenmodellen, werden Daten häufig manuell validiert oder mehrfach bearbeitet. Somit ist weder Vertrauen in Daten vorhanden, noch lassen sich die Prozesse beschleunigen bzw. automatisieren, um Fachkräfte zu entlasten. Dabei ist genau dies notwendig, denn das Mehr an Arbeit trifft auf einen bereits massiv spürbaren Fachkräftemangel, in allen Stufen der Wertschöpfungs- und Prozessketten. Es ist zudem absehbar, dass sich dieser durch den demografischen Wandel, d.h. die zunehmende Verrentung von Expertinnen und Experten noch weiter verschärft. Diese Situation wird begleitet durch auf dem Arbeitsmarkt konkurrierende digitale Branchen sowie dem Trend hin zu immer kürzeren Angestelltenverhältnissen.

Unter diesen Rahmenbedingungen soll unser Energieversorgungssystem vollständig umgebaut werden. Aus Sicht der

Task Force kann der Netzausbau nicht allein durch mehr Kapital und den Möglichkeiten der dritten industriellen Revolution (Einführung von Digitaltechnik) bewältigt werden. Insbesondere die neuen Anforderungen an die Flexibilität der Netze erfordern intelligente und vernetzte Lösungsansätze, um die vorhandenen Reserven im Stromnetz zu erschließen und sicher zu nutzen. Das Arbeiten nach Methoden der Industrie 4.0 (I4.0), mit Lösungsansätzen wie der hier vorgestellte DZiNE, setzt genau an dieser Stelle an. Dieses nach I4.0 Methodik vernetzte Simulationsmodell bildet die Datenbasis für durchgängige, datengetriebene Prozesse von der Planung über den Betrieb bis zum Rückbau.

Die klassischen Planungsverfahren der Vergangenheit beinhalteten häufig Worst-Case Auslegungen, weshalb die entstandenen Reserven nun durch die Einführung des DZiNE genutzt werden können. Die in Aussicht gestellte kurative Netzführung greift diesen Ansatz weiter auf. Mittels des DZiNE kann dort durch eine präzise Bottleneck-Analyse eine kontrollierte Höherauslastung der Stromkreise ermöglicht werden. Somit kann der notwendige Netzausbau zwar nicht gänzlich vermieden, aber durch intelligente und digitale Lösungen reduziert werden. Die Implementierung des wetterabhängigen Freileitungsbetriebs ist bereits ein Schritt in diese Richtung, um mit vernetzten Simulationsmodellen die eingebauten Reserven des Stromnetzes dynamisch zu nutzen.

Die Grundlage solcher intelligenter und digitaler Lösungen sind Datenmodelle, die aus validen und verknüpften Daten bestehen – so genannte Digitale Zwillinge, die wiederum von Algorithmen ausgewertet werden können. Eine Dateninventur nach I4.0 ist daher unerlässlich und kann schon kurzfristig zu Produktivitätssteigerungen führen. Da sich die Methoden der I4.0 seit Jahren in der Industrie bewähren, gibt es bereits Modelle, Datenstandards und Software, auf die aufgebaut werden kann. Die Task Force hat es sich hier zur Aufgabe gemacht, den DZiNE greifbar zu machen, um Anstöße zur Umsetzung zu geben. Das Ziel dieses technischen Berichts ist es, die Konzepte der I4.0 und damit die Einführung Digitaler Zwillinge für die Netz- und Elektrizitätswirtschaft zusammen zu fassen, zu übersetzen und Kompetenz aufzubauen. Das Aufzeigen von praktischen Anwendungsfällen und Handlungsempfehlungen soll dazu befähigen, digitale Strategien aufzubauen, die direkten Nutzen bringen.

Die intensive fachübergreifende Zusammenarbeit in der Task Force hat anhand praktischer Anwendungsfälle gearbeitet, wie innerhalb des Lebenszyklus (Planung, Inbetriebnahme, Betrieb) von Anlagen Mehrwerte entstehen. Diese Mehrwerte wurden dann qualitativ hinsichtlich Kosten, Qualität, Dauer, Risiko und Herausforderungen bewertet. Als Beispiel für einen praktischen Anwendungsfall ist in der folgenden konzeptionellen Abbildung (*Bild 1*) die Anwendung eines Digitalen Zwillinges für die Netzführung dargestellt.

Neben der Eigenschaft der Vernetzung wird deutlich, dass der DZiNE aus seiner Architektur heraus auch die Ziele eines Informationssicherheitsmanagementsystems (ISMS) unter-

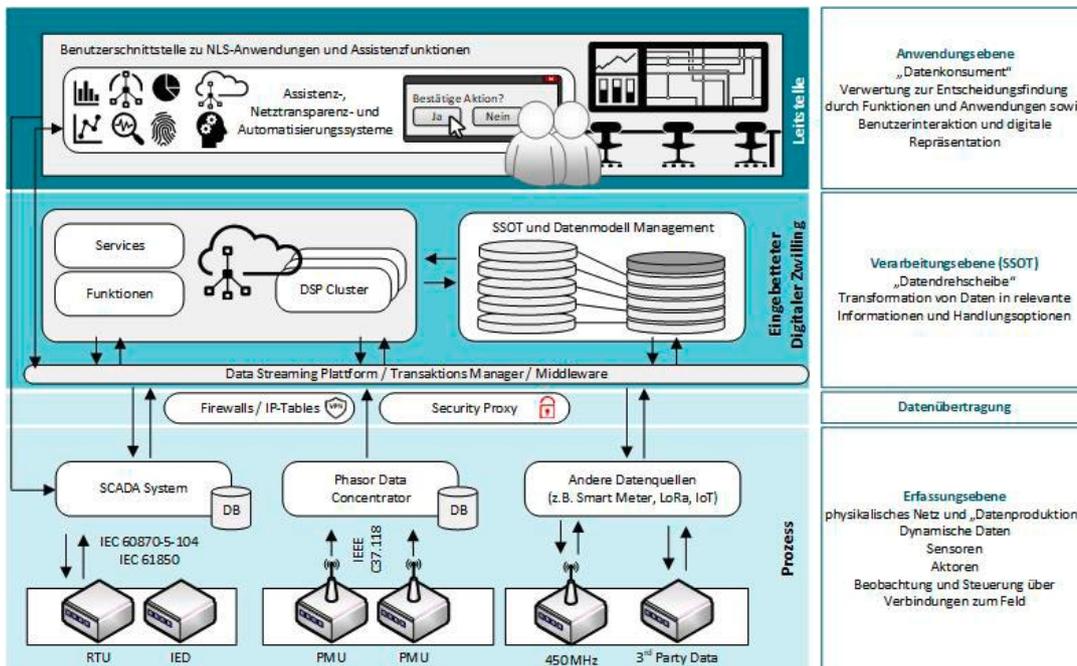


Bild 1:
Next Generation
Netzleitsystem-
Architektur mit
eingebettetem
DZiNE¹

1. C. Brosinsky, A. Schütz, E. Aumann, W. Eyrich, J. O. Kammesheidt, H. Hoppe-Oehl, K. Viereck und U. Häger, „Digitale Zwillinge in der Netz- und Elektrizitätswirtschaft: Kernergebnisse der ETG Task Force Digitaler Zwilling“, ETG Kongress 2023, Kassel.

stützt. Durch die inherente Eigenschaft Vertraulichkeit, Verfügbarkeit und die Integrität von Informationen sicherzustellen, wird automatisch auch die Systemsicherheit unterstützt. Im Allgemeinen lassen sich die Mehrwerte durch die Einführung des DZiNE wie folgt zusammenfassen:

1. Reduzierung unkontrollierter Redundanzen in den Daten
2. Vergrößerung der Datenbasis
3. Aktualität der Datenbasis
4. Reduktion Daten- bzw. Informationsbrüche
5. Einfachere und schnellere Möglichkeit, Simulationsmodelle zu entwickeln
6. Lebenszyklusphasenübergreifende Datenbasis, vereinfachte Data Governance und effektiveres Controlling
7. Reduktion der Projektlaufzeit, der Prüfaufwendungen und der Kosten durch validierte Anforderungen
8. Problemlose Systemintegration durch die Simulationen mit dem DZiNE – auch bei Software-Patches
9. Reduktion von Fehlern durch validierte und konsolidierte Daten
10. Minimierung des Datenpflegeaufwandes durch die vernetzten DZiNE

Zur Unterstützung der Umsetzung des Konzepts des DZiNE hat die Task Force Handlungsempfehlungen verfasst. Dazu gehört im eigenen Unternehmen z. B. die Schaffung eines Migrationspfades sowie der Start mit einem vorerst eingeschränkten Anwendungsfall bei gleichzeitiger Befähigung der Mitarbeiter durch entsprechende Schulungsmaßnahmen. Durch die bereichsübergreifende Zusammenarbeit von Expertinnen und Experten (Modellbildung, Standards, IT, etc.) können dann weitere gesammelte Anwendungsfälle priorisiert und eingeführt werden. Darüber hinaus wurden auch Handlungsempfehlungen an Politik und Regulierung verfasst. Denn durch ein fortschrittliches Risikomanagement mittels der DZiNE können bspw. die Methoden des kurativen Netzbetriebes eingeführt werden und somit die Betriebsmittel temporär

höher als bisher gemäß des (n-1)-Kriterium ausgelastet werden. Dazu sind jedoch die entsprechenden Rahmenbedingungen anzupassen.

Die Diskussionen innerhalb der Task Force zeigten eines ganz deutlich: Um die Früchte der Digitalisierung zu ernten, muss das Management, die bereichsübergreifende Datenintegration und die Einführung des DZiNE zum Unternehmensziel machen und koordinieren. Nur so können unkontrollierte Redundanzen aufgelöst und die Methoden der Industrie 4.0 eingeführt werden.



Dr.-Ing. Ulf Häger,
TU Dortmund, Institut für Energiesysteme,
Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³)
Leiter der Task Force Digitaler Zwilling



Nils Weber
entegra eyrich + appel gmbh
Leiter Business Development



Dr.-Ing. Christoph Brosinsky
TEN Thüringer Energienetze GmbH und Co. KG
Fachgebietsleiter Netzleittechnik

ETG Task Forces

E7 Präsentation der Kernergebnisse der ETG Taskforce Zielbild für ein klimaneutrales und nachhaltiges Energiesystem

Auf dem ETG Kongress hat die Taskforce am 26. 5. 2023 ihre Kernergebnisse und das erarbeitete Zielbild präsentiert.

Das Gesamtergebnis beinhaltet die Definition von Kriterien für Nachhaltigkeit und Klimaneutralität, Steckbriefe zur standardisierten Technologiebeschreibung, Szenarien als Beispiele für die regionale Ausprägung der Technologien und die Beschreibung des Zusammenspiels der Technologien in einer sektorenübergreifenden Systemführung.

Klimaneutralität und Nachhaltigkeit

Zur Beantwortung der Leitfrage wie ein klimaneutrales und nachhaltiges Energiesystem aussehen kann, hat die Taskforce für ihre Arbeit zunächst Kriterien für Nachhaltigkeit und Klimaneutralität definiert. Unter Klimaneutralität wird hier das Gleichgewicht zwischen Treibhausgasemissionen und der Aufnahme von Treibhausgasen aus der Atmosphäre verstanden. Im Zielbild des Energiesystems werden daher nur Technologien zugelassen, die keine Treibhausgase ausstoßen. Dies bezieht sich explizit nicht nur auf Kohlenstoffemissionen, sondern auch alle anderen, weniger vertretenden, aber häufig stärker treibhauswirksamen Treibhausgase wie beispielsweise SF₆.

Da zwar jeder ein Verständnis für den Begriff „Nachhaltigkeit“ hat, dieser aber oft schwammig und beliebig weit ist und es somit sehr schwierig ist Nachhaltigkeit quantitativ zu bewerten, orientiert sich die Taskforce zur Bewertung der Nachhaltigkeit an den 17 Zielen für nachhaltige Entwicklung der Vereinten Nationen (UN). Die Ziele 7 „Bezahlbare und saubere Energie“ und 13 „Maßnahmen zum Klimaschutz“ sind die Kernziele des erarbeiteten Energiesystems. Die Energieversorgung hat aber auch Schnittpunkte mit allen übrigen 15 Zielen. Um das Wechselspiel mit anderen Lebensbereichen exemplarisch in die Bewertung mit einzubeziehen, hat die Taskforce den Einfluss und den Zusammenhang des Energiesystems auf bzw. mit den Zielen 2 „Kein Hunger“, 4 „Hochwertige Bildung“ und 6 „Sauberes Wasser und Sanitäreinrichtungen“ beleuchtet.

Ziel 2 heißt in der Langfassung „Den Hunger beenden, Ernährungssicherheit und eine bessere Ernährung erreichen und eine nachhaltige Landwirtschaft fördern“. Dabei tritt deutlich der heute bestehende Zielkonflikt bei der Flächennutzung hervor: Agrarflächen werden beispielsweise für die Produktion von Biokraftstoffen statt der Anpflanzung von Lebensmitteln genutzt. Hier sind Technologien wie Agri-PV ein Lösungsansatz, um einem umfassenden Nachhaltigkeitsverständnis gerecht zu werden.

Ziel 4 adressiert weitere Herausforderungen, die ein nachhaltiges Energiesystem mit sich bringt: Einerseits braucht es eine ausreichend fundierte Grundbildung aller Menschen im Umgang mit Energie und andererseits benötigen Betrieb und

Instandhaltung des Energiesystems fortlaufend gut ausgebildete Fachkräfte.

Auf Ziel 6 hat die Taskforce stellvertretend für die Verschränkung kritischer Infrastrukturen einen Fokus gelegt. Bei einem (längeren) Ausfall der elektrischen Energieversorgung droht heute ebenfalls ein Ausfall der Trinkwasserversorgung. Gleiches lässt sich bei zunehmenden Ausfallzeiten auf die medizinische und die Lebensmittelversorgung übertragen. Probleme innerhalb einer kritischen Infrastruktur wirken sich also bei mangelhafter Resilienz auch auf andere kritische Infrastrukturen aus. Für die nachhaltige Versorgung ist daher eine gesicherte Energieversorgung unerlässlich.

Technologiesammlung und Szenarien

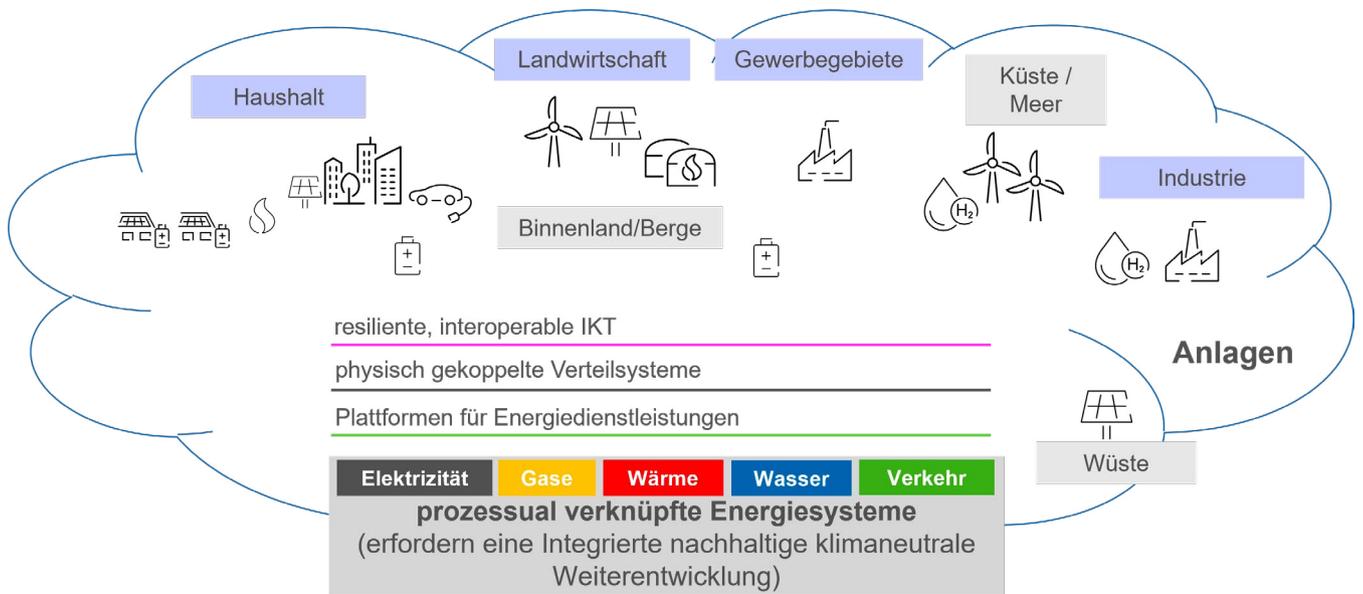
Eine Sammlung von klimaneutralen Technologien, welche diese Nachhaltigkeitskriterien erfüllen können, beschreibt die Taskforce mit standardisierten Steckbriefen. In diesen finden sich neben etablierten Technologien auch solche, welche heute noch nicht im Massenmarkt zur Anwendung kommen, wie bspw. Agri-PV, bzw. noch im Forschungsstadium sind, wie bspw. piezoelektrische Fasern oder die Stromerzeugung aus Algen.

Für den Einsatz dieser Technologien in räumlichen Zusammenhängen hat die Taskforce Szenarien beschrieben. Diese sind kleinteilige Strukturen wie Gewerbegebiete, Landwirtschaft, Haushalte, aber auch Großstrukturen und Regionstypen wie „Küsten“, „Binnenland“, „Wüste“. Im Ergebnis der Szenarien ist deutlich geworden, dass keine Technologie im Alleingang die Klimaneutralität des Energiesystems herstellen kann. Je nach Regionstyp und Szenario braucht es zum Erreichen der Klimaneutralität ein diversifiziertes Portfolio an technischen Lösungen, also eine an die Umgebungsbedingungen angepasste *Technologiediversität*.

Darüber hinaus zeigt sich im Aufbau der Szenarien, dass sowohl zellulare Strukturen als auch residuale Übertragungsnetzwerke gebraucht werden, um eine ausreichende Versorgungssicherheit herzustellen. Das klimaneutrale und nachhaltige Energiesystem benötigt somit sowohl zellulare als auch Übertragungsnetzstrukturen.

Sektorübergreifende Energiesystemführung im Zielbild

Um das Zusammenspiel „kein Entweder-Oder, sondern UND“ zwischen den Großstrukturen (Regionen) und den Kleinstrukturen (Energiezellen) zu organisieren, bedarf es aus Sicht der Taskforce im Zielbild neue Formen der Systemorganisation, Systemführung und Systemverantwortung. Wir nennen es *Energiesystemführung*. Die Energiesystemführung ist die Summe der koordinativen Tätigkeiten zur Organisation von



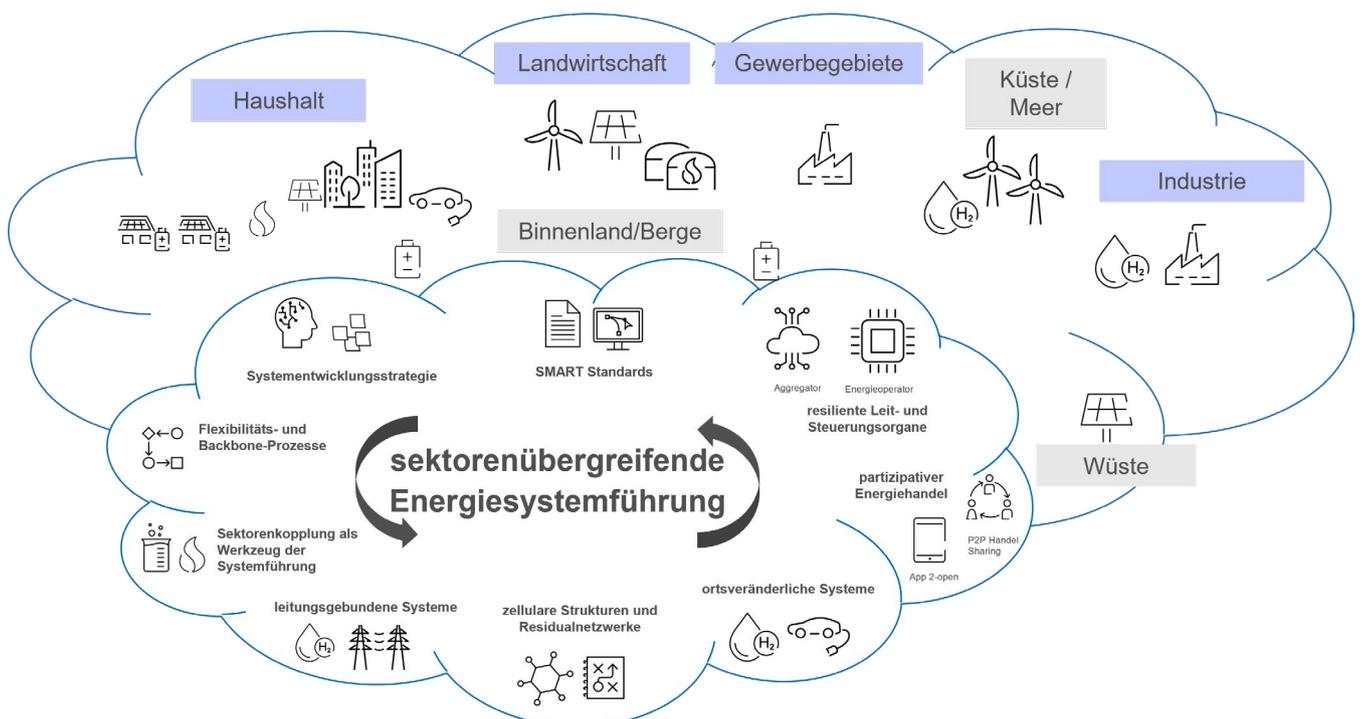
Prozessen für die Energieübertragung und Energieumwandlung im klimaneutralen und nachhaltigen Energiesystem.

Im Unterschied zur vorherrschenden Definition der Systemführung in der Literatur geht unser Zielbild über die Grenzen des elektrischen Stromnetzes hinaus und integriert weitere Energiesysteme mit ihren jeweiligen prozessualen Verknüpfungen und koordinativen Tätigkeiten. Das Ziel der koordinativen Tätigkeiten ist dabei stets präventiv und kurativ das physikalische Gleichgewicht zwischen Prozessen der Energieübertragung und Energieumwandlung im Gesamtsystem zu gewährleisten. Diese koordinativen Tätigkeiten der Systemführung lassen sich dabei auf Grund der Vielzahl an technischen Anlagen in den Szenarien nicht mehr alleinig zentral

abbilden und steuern. In der Konsequenz wird die Energiesystemführung durch die technischen Anlagen und deren Nutzer partizipativ unterstützt.

Damit diese Unterstützung in die operative Energiesystemführung der Szenarien und Regionen einfließen kann, müssen sektorenübergreifend folgende Voraussetzungen geschaffen werden:

- Resiliente, interoperable Informations- und Kommunikationsinfrastruktur
- Physisch gekoppelte Verteilsysteme
- Plattformen für integrierte Energiedienstleistungen



Diese Voraussetzung liegen bereits heute in Teilen des Energiesystems in Form von Sektorenkopplung vor und wurden durch die Taskforce weiterentwickelt und abstrahiert als *sektorenübergreifende Energiesystemführung*. Im Detail beinhaltet diese:

1. Eine ganzheitlich gedachte Systementwicklungsstrategie
2. Flexibilitäts- und Backbone-Prozesse zur Herstellung der Versorgungssicherheit
3. Die aktive Nutzung der Sektorenkopplung als Werkzeuge der Energiesystemführung
4. Die Systemführung in leitungsgebundenen Verteilsystemen
5. Eine neue Systemführung für ortveränderliche Verteilsysteme, welche alle klimaneutralen Verkehrsträger und Antriebsarten beinhaltet, die unidirektionale Energieflüsse ermöglichen
6. Zellulare Strukturen und Residualnetzwerke als Systemeinheiten der ortsveränderlichen und leitungsgebundenen Systeme
7. Den partizipativen Energiehandel in zellularen Strukturen
8. Leit- und Steuerungsorgane für die zellularen Strukturen und residualen Netzwerke
9. SMART Standards („Smarte Normung“), welche maschineninterpretierbar von Leit- und Steuerungsorganen verarbeitet werden kann.

zesse, Leitfäden, Normungsroadmaps und Normen koordiniert weiterentwickelt werden.

Darüber hinaus sind Stakeholder-Dialoge zu den Strukturen in den einzelnen Szenarien und Regionen abzuhalten, um alle Beteiligten inkl. der lokalen Bevölkerung einzubinden und dabei so zu bilden, dass sie partizipieren können.



*Marcus Wöckel
Referent Geschäftsfeldentwicklung
Bereich Energiedienstleistungen und Erzeugung
Stadtwerke Energie Jena-Pößneck GmbH*



*Juliane Selle, M.Sc.
Betriebsführung, Energiekontor AG
Leiterin der Task Force*

Auszug aus den Kernergebnissen & Handlungsempfehlungen

Bezüglich der Frage, was ein klimaneutrales und nachhaltiges Energiesystem braucht, lassen sich die Ergebnisse der Taskforce in folgenden Kernaussagen zusammenfassen:

1. **Technologiediversität**

Technologiediversität muss sowohl im Kleinen als auch im Großen ermöglicht werden. Dabei müssen Technologien an lokale Gegebenheiten angepasst sein und entsprechend genutzt werden dürfen, damit regionale Vorteile ausgeschöpft werden können. Verzögerungen wie bspw. in Deutschland bei Balkonkraftwerken dürfen sich im Sinne einer beschleunigten Transformation des Energiesystems nicht wiederholen. Dazu muss der Netzanschluss experimenteller Erzeugungsanlagen ermöglicht werden, vorausgesetzt es wird eine standardisierte Schnittstelle zur Netzfürhrung genutzt und die vorgegebenen netzstützenden Eigenschaften werden erfüllt.

2. **Kein Entweder-Oder, sondern UND**

Es ist keine Frage, ob Energieerzeugung dezentral im Kleinen oder zentral im Großen erfolgen soll, sondern beides ist notwendig. Es braucht sowohl den zellularen Ansatz als auch große EE-Kraftwerke zur Nutzung regionaler Standortvorteile sowie die entsprechenden Übertragungs- und Verteilsysteme.

3. **Konzepte ganzheitlich weiterdenken, interdisziplinär & interoperabel normen**

Das Energiesystem muss ganzheitlich weitergedacht werden. Die Implementierung einer sektorübergreifenden Energiesystemführung erfordert die Zusammenarbeit in sektorübergreifenden Arbeitsgruppen. Diese sind durch Zusammenarbeit der diversen Verbände, Gremien und Normungsgeber entsprechend zu etablieren, sodass Pro-

ETG Task Forces

E8 Hochautomatisierung der Nieder- und Mittelspannungsebenen im Verteilnetz

Zukünftige Herausforderungen beim Verteilnetzbetrieb

Der Bedarf an Digitalisierung und Automatisierung insbesondere im Verteilnetz wurde in vielen Studien und Forschungsarbeiten klar herausgearbeitet und spiegelt sich auch im jüngst verabschiedeten Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende und im §14a EnWG sowie der BK6-22-300 der BNetzA wider. Dennoch gibt es in Deutschland derzeit nur wenige Automatisierungslösungen im Nieder- und Mittelspannungsnetz, die über den Pilotcharakter hinausgehen.

Die ETG Task Force „Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen“ hat es sich zur Aufgabe gemacht, die Gründe herauszuarbeiten, weshalb die Automatisierung der Nieder- und Mittelspannungsnetze bisher nur wenig vorangeht. Hierbei sind Mehrwerte der Automatisierung dargestellt und ein praxisnaher Handlungspfad hin zu einem hochautomatisierten Verteilnetz aufgezeigt worden. Im Ergebnis zeigt die Task Force Ansätze für zukünftige Lösungen in den genannten Bereichen auf und identifiziert Anforderungen, sowie weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Die Beteiligung von Experten aus der Forschung und allen betroffenen Industriezweigen in der Arbeitsgruppe stellt sicher, dass wissenschaftlich fundierte, technisch neutrale und herstellerunabhängige Lösungsvorschläge erarbeitet und abgewogen werden. Aus den erarbeiteten technischen und organisatorischen Lösungsempfehlungen prägen sich wesentliche Kernaussagen heraus, die im Folgenden zusammengefasst wiedergegeben werden.

1. Nur ein hochautomatisierter Netzbetrieb kann die zukünftigen Herausforderungen meistern
2. Automatisierter Netzbetrieb ist eine strategische Entscheidung
3. Es bedarf der richtigen Technik
4. Keep it simple, stupid! (KISS als Design-Prinzip)
5. Automatisierter Netzbetrieb hat neue Prozesse zur Folge
6. Standardisierung und Kompatibilität sind zwingend erforderlich
7. Stelle Erweiterbarkeit sicher!

Der vorliegende Artikel gibt einen Überblick über die diskutierten Themenfelder und stellt die Handlungsempfehlungen vor. Für weitergehende Informationen wird auf den Abschlussbericht der Task Force verwiesen.

Themenfelder der Verteilnetzautomatisierung

Ein automatisierter, aktiver Netzbetrieb setzt Sensorik und Aktorik, eine sichere, bidirektionale Datenübertragung und eine geeignete Architektur voraus, um die Daten zu verarbeiten. Hierunter fallen die folgenden vier Themenfelder:

- Zustandserfassung
- Steuerbarkeit
- Aktiver Netzbetrieb
- Leittechnikarchitektur

Diese sollen im Folgenden näher ausgeführt werden.

Zustandserfassung

Die Zustandserkennung, also die Herstellung der Beobachtbarkeit der Netze, ist ein wesentlicher Bestandteil der Automatisierung und weist somit Überschneidungen mit allen Anwendungsfällen der Automatisierung auf. Die Zustandserfassung umfasst die Erfassung eines Netzzustands, einer einzelnen elektrischen Größe oder gar eines Zustands einer Netzkomponente in einem bestimmten Betrachtungszeitraum. Sollen die erfassten Zustände nicht nur lokal nutzbar sein, ist eine geeignete, sichere und der Anwendung entsprechende Kommunikationsinfrastruktur erforderlich.

Vor der Konzeption eines Zustandserfassungssystems ist durch Netzbetreiber zu klären, welche Anwendungsfälle mit dem System erfüllt werden sollen. Diese sind bei der Spezifikation der zu erfüllenden Anforderungen zu beachten. Die betrifft insbesondere Mess- und Kommunikationstechnik sowie überlagerte Softwarefunktionen und Anwendungen.

Eine weitere Herausforderung stellt die Harmonisierung der neuen Anforderungen mit der bestehenden Systemarchitektur dar. Je nach Zielsetzung sind hierfür zusätzliche Systeme erforderlich und somit weitere Schnittstellen und Prozesse abzuleiten.

Zu diesem Zweck, wurde in der Task Force eine Bewertungsskala erarbeitet, welche in Abhängigkeit der gesetzten Zielstellung dazu dienen kann, die erforderlichen Mindestanforderungen an Mess-, Kommunikations- und Systemtechnik zu ermitteln. Der Anwender wählt dabei zunächst einen gegebenen Anwendungsfall, z. B. die Erfassung von Messdaten für Planungszwecke aus und erhält im nächsten Schritt eine Mindestanforderung der zu realisierenden Qualitätsstufe der Zustandserfassung (Qualitätsstufe 0 bis 5). Der Anwender kann bezogen auf einzelne Themenbereiche (in den Kategorien A bis F u. a. Messwerterfassung, Kommunikationstechnik) weitere Anforderungen ableiten, die für die Realisierung der Qualitätsstufen erforderlich sind. *Bild 1* zeigt diesen Prozess exemplarisch auf.

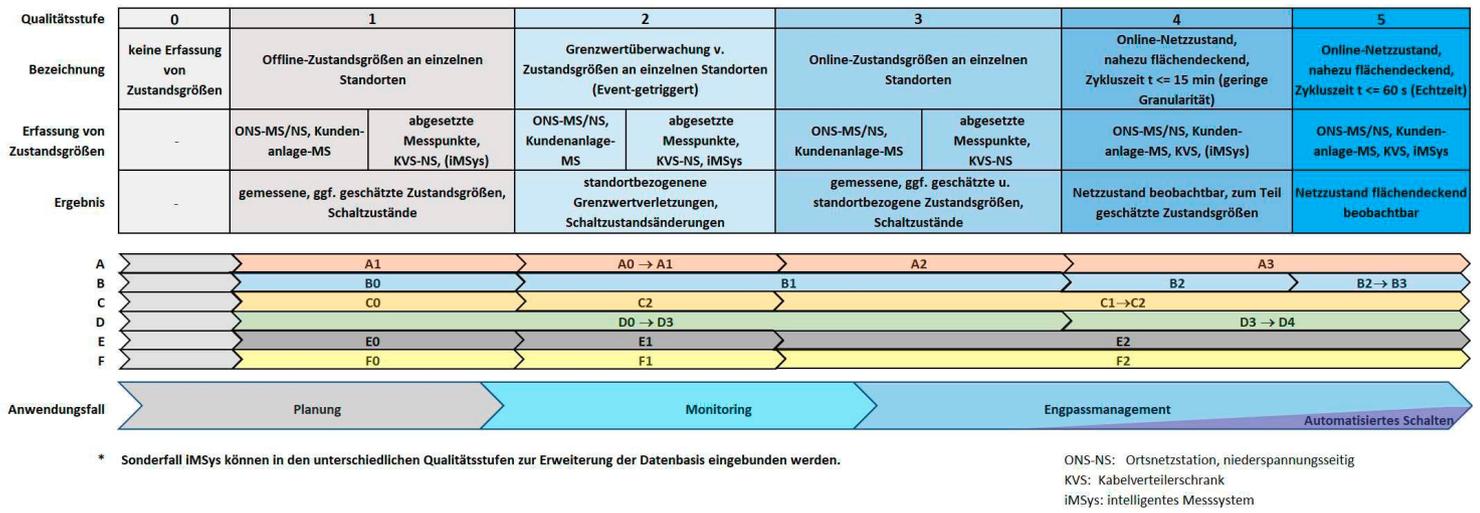


Bild 1: Zuordnung der Anwendungsfällen zu Qualitäts- und Realisierungsstufen

Der Prozess zur Nutzung der Bewertungsskala kann im Detail im Abschlussbericht nachgelesen werden. Die Nutzung der Skala ermöglicht es, abhängig von der zu realisierenden Qualitätsstufe für die Zustandserfassung die Anforderungen an das Gesamtsystem zu definieren. Damit ist für die nachfolgenden Schritte die Grundlage zur Netzautomatisierung geschaffen.

Steuerbarkeit der Betriebsmittel

Neben der Zustandserfassung ist die Steuerbarkeit von Betriebsmitteln zur Realisierung von Automatisierungskonzepten unabdingbar. Aus der Perspektive der Verteilnetzbetreiber gibt es in der Mittel- und Niederspannungsebene im Wesentlichen zwei Arten von Netzknoten, welche innerhalb seiner Verantwortung liegen und grundsätzlich steuerbar sind. Dies ist die (Orts-)Netzstation und der Kabelverteilerschrank. Weitere Betriebsmittel, welche in der Nieder- und Mittelspannung angeschlossen sind (vorwiegend die Netzkunden), liegen häufig nicht im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers. Dennoch können diese Betriebsmittel für einen aktiven Netzbetrieb nutzbar sein, sofern diese steuerbar sind und aggregiert einen signifikanten Einfluss auf den Netzstatus haben.

Vor dem Hintergrund der Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors und der Integration von elektrischen Speichern, spielt die Herstellung der Steuerbarkeit dieser Komponenten zunehmend eine Rolle.

Eine aggregierte Menge von steuerbaren Betriebsmitteln innerhalb eines Ortsnetzes wird im Allgemeinen auch als Controllable Local System (CLS) bezeichnet. Im Abschlussbericht wird im Detail auf die Steuerbarkeit von Netzstationen, Kabelverteilern sowie auf den Einsatz von CLS eingegangen.

Roadmap zum aktiven Netzbetrieb

Im Sinne der Automatisierung können sich Verteilnetzbetreiber zwischen zwei fundamentalen Betriebsstrategien entscheiden:

- Passiver Netzbetrieb
- Aktiver Netzbetrieb

Der Betrieb von Nieder- und Mittelspannungsnetzen folgt gegenwärtig meist einem passiv-reaktiven Ansatz. Ein aktiver Netzbetrieb wird jedoch in Zukunft erforderlich sein, um die zunehmende Komplexität und die wachsenden Herausforderungen an den Netzbetrieb in der Nieder- und Mittelspannung zu bewältigen. Im Bericht der Task Force werden hierzu naheliegende Anwendungsfälle, wie automatische Wiederversorgung im Fehlerfall, oder zukünftige Anwendungsfälle, wie Engpassmanagement oder Bereitstellen von Systemdienstleistungen durch CLS diskutiert.

Automatisierungslösungen in der Leittechnik

Neben der Diskussion von Anwendungsfällen hatte die Task Force das Ziel, einen Überblick über geeignete Automatisierungslösungen und deren Umsetzungsmöglichkeiten zu gewinnen. Die beschriebenen Trends erfordern es, Massendaten verarbeiten zu können. Herkömmliche Leittechnikarchitekturen stoßen hier an ihre Grenzen, da sie für diese Datenmengen nicht ausgelegt sind. Daher sind neue Ansätze unter Verwendung aktueller Technologien erforderlich, um leistungsfähige Lösungen für diese Aufgabe zu schaffen. Die identifizierten und diskutierten Themenfelder sind dabei unter anderem:

- die Lokalität der leittechnischen Funktion, lokal, zentral oder dezentral,
- der Datenumfang und die Kommunikation,
- die Datenmodelle,
- die Informations- und IT-Sicherheit,
- der Betrieb von Leittechnikkomponenten und das Patchmanagement,
- sowie Softwarearchitekturen.

Diese benannten Themenfelder sind bei Automatisierungslösungen zu berücksichtigen und abhängig vom Anwendungsfall umzusetzen.

Handlungsempfehlungen der Task Force

Auf Basis der erarbeiteten Ergebnisse zeigt die Task Force Handlungsempfehlungen auf, um Impulse für konkrete Umsetzungsschritte zu geben. Die Handlungsempfehlungen sind gezielt für die verschiedenen Interessengruppen aufbereitet. Die Umsetzung erfordert jedoch immer mehrere Akteure, was zu Interaktionen, Wechselwirkungen und Synergieeffekten führt.

Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber

- Der aktive Netzbetrieb muss bei der Netzausbauplanung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen systematisch berücksichtigt werden.
- Bestehende, manuelle Prozesse sind auf Automatisierbarkeit zu überprüfen und zu automatisieren, sofern möglich.
- Mit dem Grad der Automatisierung wachsen auch die Anforderungen an die Zustandserfassung. Diese muss dementsprechend fortlaufend weiterentwickelt werden.
- Netzbetreiber sind angehalten, Prozesse, die Abteilungs- und Betriebsgrenzen überschreiten zu identifizieren, um Schnittstellen zu definieren und weitergehende Automatisierungslösungen zu ermöglichen.
- Bei der Transformation der Nieder- und Mittelspannungsnetze müssen die Beschäftigten in der Organisation einbezogen werden.

Handlungsempfehlungen für Industrie

- Automatisierungslösungen für die Automatisierung der MS- / NS-Netze sind zu standardisieren, um Interoperabilität zu gewährleisten.
- Sensoren und Aktoren für die Mittel- und Niederspannungsebene sollten (weiter)entwickelt, implementiert und nutzbar gemacht werden.
- Soft- und Hardware haben unterschiedliche Lebens- und Innovationszyklen. Zusätzlich können sich die Anforderungen rasch ändern. Modularität und die Trennung zwischen Hard- und Software sollten angestrebt werden.
- Soft- und Firmware Updates sollten zukünftig auch aus der Distanz möglich sein. Netzbetreiber und Hersteller müssen gemeinsam daran arbeiten, dass Prozesse und Geräte dies ermöglichen.
- Ein Zustandsabbild des Netzes muss auch für die Mittel- und Niederspannungsebene online verfügbar sein, um neue Automatisierungsfunktionen zu ermöglichen sowie deren Funktionalität abzusichern und zu verbessern.

Handlungsempfehlungen für Forschungseinrichtungen

- Ein automatisiertes, kuratives Engpassmanagement kann im Nieder- und Mittelspannungsnetz sinnvoll sein. Hier existiert weiterhin Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Die netzdienliche Steuerbarkeit von Betriebsmitteln zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen muss dafür regulatorisch ermöglicht werden.

Fazit

Die VDE ETG Task Force "Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen" hat über einen Zeitraum von ca. 18 Monaten einen Bericht erarbeitet, welcher einen Einblick in die vielfältigen Themenfelder der Automatisierung von Verteilnetzen gibt. In den dem Bericht zu Grunde liegenden Diskussionen wurden die Anforderungen an Automatisierungslösungen beleuchtet und Mehrwerte und praktische Handlungswege hin zu einem hochautomatisierten Verteilnetz aufgezeigt. Es wurde verdeutlicht, dass die Automatisierung des Netzbetriebes zur Beherrschung der zunehmenden Komplexität technisch möglich und aus wirtschaftlicher und unternehmerischer Sicht sinnvoll ist. In den einzusetzenden Automatisierungssystemen sollte nach Möglichkeit hohe Komplexität vermieden werden, da Einfachheit die größte Benutzerakzeptanz und Interaktion garantiert.

Die Teilnehmer der Task Force tauschten sich über die Themenfelder mit unterschiedlichen Blickwinkeln aus, so dass zahlreiche Denkanstöße und Impulse generiert wurden. Einige davon führen nun wieder zu neuen Forschungsvorhaben und münden ggf. in Umsetzungskonzepten bei Netzbetreibern und in der Industrie. Der Abschlussbericht soll auch Impulse bei den Leserinnen und Lesern generieren und damit seinen Teil zum Gelingen der Energiewende beitragen.

Autoren:

- *Sönke Loitz, Netze BW GmbH, Leiter der Task Force*
- *Dominik Hilbrich, Fraunhofer IEE*
- *Christoph Brosinsky, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG*

ETG Task Forces

E9 Flexibilisierung des Energiesystems

Motivation

Die zunehmende dargebotsabhängige Erzeugung führt unter Annahme eines unflexiblen Verbrauchs zu einer steigenden Dynamik der Residuallast, die durch immer weniger flexibel steuerbare Erzeugungseinheiten und Speicher gedeckt werden muss. Gleichzeitig steigt in Zeiten hoher Erneuerbare-Energien-Einspeisung der Bedarf nach einer Abregelung erneuerbarer Erzeuger aufgrund geringen Verbrauchs und/oder Netzengpässen.

Eine vielversprechende Lösung für das elektrische Energieversorgungssystem ist eine stärkere Flexibilisierung des Verbrauchs und über die bisherige Praxis hinaus auch der Erzeugung und Speicher, wie sie beispielsweise bereits in den SINTEG-Projekten andiskutiert worden ist. Durch die Flexibilisierung kann zahlreichen aktuellen Herausforderungen des Energiesystems effizient begegnet werden, allerdings setzt dies genügend Flexibilitätspotenzial voraus.

In bisherigen Analysen wurde das Vorhandensein von Lastverschiebe- und -anpassungspotential und der für die Flexibilisierung erforderlichen Technik sowie Markt- und Regulierungsvoraussetzungen in einem zukünftigen Energiesystem mitunter einfach vorausgesetzt. Dies erscheint etwas optimistisch, da hierfür Investitionen sowie evtl. Anpassungen von Verhaltensweisen bzw. industriellen Prozessen erforderlich sind. Zudem darf nicht davon ausgegangen werden, dass das volle Potential dauerhaft und über lange Zeiträume für einen einzelnen Nutzungszweck zur Verfügung gestellt wird, denn verbrauchsseitige Flexibilität ist für unterschiedliche Zwecke nutzbar.

Die VDE ETG hat 2020 ein Thesenpapier zur Flexibilisierung des Energiesystems erarbeitet und sieben Thesen aufgestellt, wie und unter welchen Voraussetzungen eine Flexibilisierung einen sinnvollen Beitrag zum Gelingen der Energiewende beisteuern kann. Diese und andere aufgeworfene Fragestellungen wurden in einer Studie vertieft untersucht und aufgearbeitet. Dabei nimmt die Studie eine volkswirtschaftliche Perspektive ein und versucht, den Einsatz und die Nutzung von Flexibilitäten im elektrischen Energieversorgungssystem dahingehend zu bewerten.

Begriffsdefinition

Unter Flexibilität wird die Fähigkeit von Nutzern des elektrischen Energieversorgungssystems, also Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichereinrichtungen, verstanden, ihren Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung und/oder ihre Stromeinspeisung in dieses Netz gezielt zu beeinflussen. Flexible Einrichtungen sind dadurch charakterisiert, dass ihre Einsatzweise nicht vollständig durch ihren Anwendungsfall vorgegeben ist. Im weitesten Sinne bieten somit praktisch alle mit dem Stromnetz verbundenen Einrichtungen Flexibilität, denn sie können in der Regel durch ihren Betrei-

ber gezielt ein- und ausgeschaltet und vielfach auch darüber hinaus in ihrem Verhalten gesteuert werden. Für die Flexibilisierung des Energiesystems ist aber im engeren Sinne nur die Flexibilität von Interesse, die zumindest potenziell auch für Zwecke Dritter genutzt werden kann, d.h. als Reaktion auf Vorgaben oder Preissignale von anderen Akteuren. In dieser Studie wird in erster Linie dieses engere Verständnis des Flexibilitätsbegriffs zugrunde gelegt, da es hier um Fragen der systemseitigen Nutzung von Flexibilität geht.

Neben der Einteilung in erzeugungsseitige, verbrauchsseitige und speicherseitige Flexibilität, die in positiver als auch negativer Richtung auf die Systembilanz einwirken kann, ist vor allem die Kategorisierung der Nutzungsform entscheidend:

- Bei der **eigenen Nutzung** wird Flexibilität für Zwecke innerhalb der Sphäre des Betreibers einer flexiblen Einrichtung genutzt und ausschließlich durch die eigenen Flexibilitätsquellen bereitgestellt.
- **Netzorientierte Nutzung** bezeichnet die Nutzung von Flexibilität durch einen Netzbetreiber für den Zweck der gezielten Beeinflussung des Netzzustands. Der Ort der Flexibilitätserbringung ist dabei für deren Wirkung entscheidend.
- Die **systemorientierte Nutzung** fasst alle Nutzungsformen zusammen, die dem Systembetrieb und damit auch der Aufrechterhaltung der ausgewogenen Leistungsbilanz dienen. Der Erbringungsort ist (innerhalb einer Strommarkt-Gebotszone) nicht entscheidend.

Flexibilität kann folglich für unterschiedliche Zwecke genutzt werden und ist eine knappe Ressource. Für den reibungslosen Systembetrieb sind daher Koordinierungsmechanismen zwischen den Nutzungsformen erforderlich. Mit den Begriffen „netz-/systemorientiert“ anstelle der ebenfalls gängigen Begriffe „netz-/systemdienlich“ soll verdeutlicht werden, dass die Flexibilitätsnutzung auf verschiedene Zwecke – fallweise auch zeitgleich – ausgerichtet sein kann und nicht nur einem einzelnen Zweck dient.

Abschätzung des Flexibilitätspotenzials

Die im Osterpaket 2022 der Bundesregierung festgelegten Änderungen im deutschen Kraftwerkspark haben auch auf das erzeugerseitig verfügbare Flexibilitätspotenzial einen erheblichen Einfluss. Es wird erwartet, dass die flexibel einsetzbare Erzeugerleistung bis zum Jahr 2030 von 110 GW auf 130 GW steigt, wobei jedoch ein größer werdender Anteil ausschließlich in negativer Richtung beeinflussbar ist. Dies ist damit begründet, dass gesicherte, konventionelle Kraftwerksleistung durch dargebotsabhängige, erneuerbare Energien ersetzt wird. Um deren Flexibilitätspotenzial im statistischen Mittel verlässlich abzuschätzen, wurden die installierten Leistungen mit den Volllaststunden gewichtet. In Ausnahmefällen, z. B. der Dunkelflaute, steht weniger Erzeugerflexibilität zur

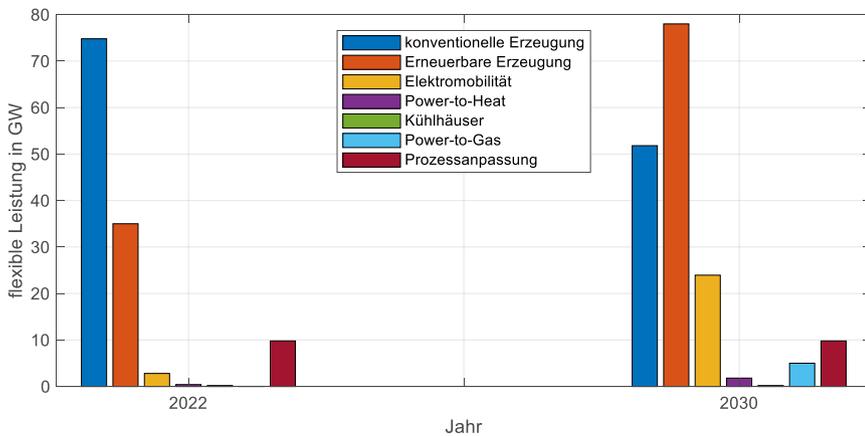


Bild 1: Gegenüberstellung der Änderungen von Erzeuger- und Verbraucherflexibilität

Verfügung. Ergänzt wird diese durch den Zuwachs von knapp 30 GW verbraucherseitiger Flexibilität, der sich im Wesentlichen durch die Netzintegration von Elektroautos, Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Einrichtungen ergibt.

Zusätzlich wird ein massiver Ausbau von Batteriespeichern – vor allem im Heimbereich – erwartet. Es wird auch damit gerechnet, dass erste Vehicle2Grid-Anwendungen verfügbar sein werden. In Summe resultiert dies in einem bis 2030 erwarteten Zubau von 90 GW speicherseitiger Flexibilität.

Das Energiesystem 2030 wird folglich in Summe rund 140 GW mehr flexible Leistung zur Verfügung haben als das bestehende. Dabei ist zu beachten, dass Flexibilitäten aus Erzeugungsanlagen typischerweise über längere Zeiträume zur Verfügung stehen, während sie bei last- und speicherseitiger Bereitstellung in der Regel zeitlich begrenzt sind.

Flexibilitätsnutzung

Bereits heute wird Flexibilität in allen beschriebenen Nutzungsformen, jedoch in unterschiedlicher Intensität eingesetzt. Hierfür stehen den Anbietern und Nachfragern der Flexibilität verschiedene Instrumente mit unterschiedlichen zeitlichen Horizonten zur Verfügung.

- **Eigener Nutzen:** Im Eigennutzen eingesetzte Flexibilität dient heute überwiegend der individuellen Verbrauchsoptimierung, d.h. z.B. bei Einfamilienhäusern mit Photovoltaik der Maximierung der Eigenversorgungsquote. Weitere Einsatzzwecke ergeben sich durch Prozessoptimierungen oder Komfortverbesserungen. Auch kollektive Strombezugsoptimierung, z. B. im Rahmen von Mieterstrommodellen oder Energiegemeinschaften fallen darunter. Diese werden jedoch – anders als z. B. in Österreich – in Deutschland noch nicht intensiv genutzt.
- **Netzorientierte Nutzung:** Netzorientiert eingesetzte Flexibilität dient mengenmäßig in erster Linie der Beseitigung von Engpässen, aber u.a. auch der Spannungshaltung oder der sonstigen Verbesserung des Netzzustands. Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern stehen hierfür mehrere unterschiedliche, in ihrer Aburfreihenfolge gestaffelte, Instrumente zur Verfügung, um sowohl erzeugerseitige als auch verbraucherseitige Flexibilität nutzen zu können. Der Bedarf an netzorientierter Flexibilität ist in den vergange-

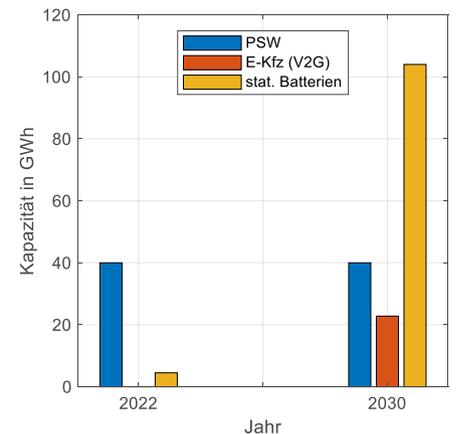
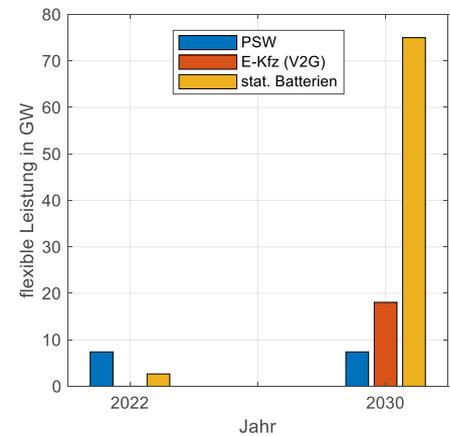


Bild 2: Entwicklung der speicherseitigen Flexibilität bis 2030

nen Jahren auf kontinuierlich hohem Niveau gewesen. Es ist trotz Netzausbaumaßnahmen davon auszugehen, dass dies auch zukünftig so sein wird.

- **Systemorientierte Nutzung:** Unter systemorientierte Nutzung fallen alle Flexibilitätseinsätze, deren Zweck es ist, die Systembilanz ausgeglichen zu halten. D.h. sie beinhaltet den gesamten über Märkte organisierten Energiehandel in allen Zeitbereichen (Termin- und Spotmärkte) und mit allen denkbaren Produkten sowie die unterschiedlichen Produkte der Leistungs-Frequenzregelung. Während die Handelsvolumina an den Termin- und Spotmärkten in den vergangenen Jahrzehnten eine klar steigende Tendenz aufweisen, sind die Regelleistungsbedarfe weniger dynamisch.

Kosten für die Flexibilitätsbereitstellung

In der Lage zu sein, Flexibilität bereitstellen zu können, ist zunächst mit Kosten verbunden. Geeignete Indikatoren, um die Kosten für die Flexibilitätsbereitstellung zu bewerten, sind erzeugerseitig die Stromgestehungskosten, verbraucherseitig die Betriebskosten oder die Anreizkosten und speicherseitig die nivellierten Stromspeicherkosten (levelized cost of storage / LCOS).

Bild 3 zeigt die Stromgestehungskosten unterschiedlicher Erzeugungsanlagen auf dem aktuellen (2022) und dem für 2030 erwarteten Niveau. Es zeigt sich, dass insbesondere die

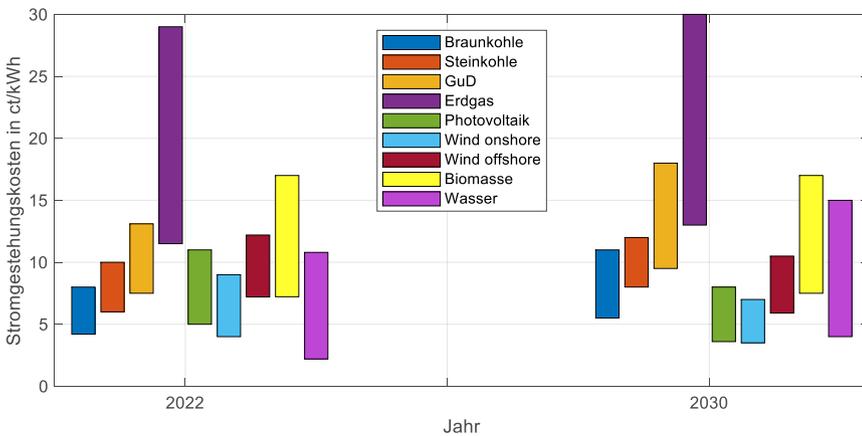


Bild 3: Stromgestehungskosten für unterschiedliche Erzeugungsanlagen

Stromgestehungskosten erneuerbarer Energiequellen tendenziell sinken werden.

Bild 4 zeigt die geschätzten Kosten bzw. Vergütungen, die im Rahmen der Verbraucherflexibilisierung anfallen. Während z. B. eine Verschiebung des Ladezeitpunkts durch eine Vergütung in Höhe der Reduzierung von Netzentgelten angereizt werden kann, liegen die Kosten bei Sektorkopplungstechnologien insbesondere im Fall eines Mehrverbrauchs technologieabhängig deutlich darüber.

Bild 5 zeigt die Entwicklung der nivellierten Stromspeicherkosten. Bei Pumpspeicherwerken sind keine größeren Veränderungen zu erwarten, für Batteriespeicher ist jedoch mit einer starken Degression zu rechnen. Je nach Einsatzkonzept vor oder hinter dem Zähler können alle Optionen zukünftig wirtschaftlich sein.

Quantifizierung des Nutzens

Nicht jede Flexibilitätsoption ist für jeden Einsatzzweck gleichermaßen gut geeignet. Unter Berücksichtigung der Kosten für die Flexibilitätsoption, der erzielbaren Erlöse sowie allgemeiner Chancen und Hemmnisse wurde die in Bild 6 dargestellte Heatmap erstellt mit dem Ziel, eine volkswirtschaftlich tendenziell sinnvolle Zuordnung der Flexibilitätsoptionen zu den Nutzungszwecken darzustellen und einen Ausblick

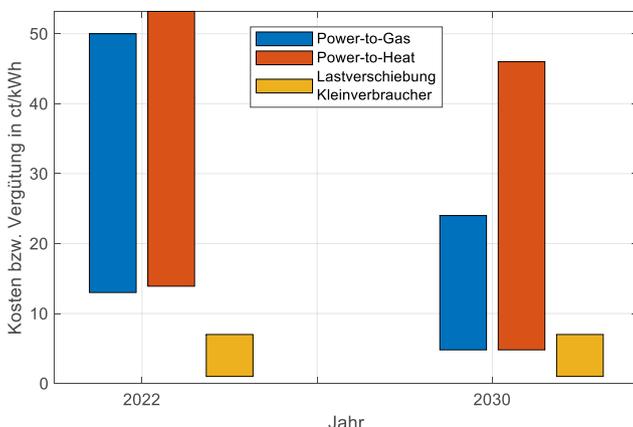


Bild 4: Kosten bzw. Vergütung für Verbraucherflexibilität

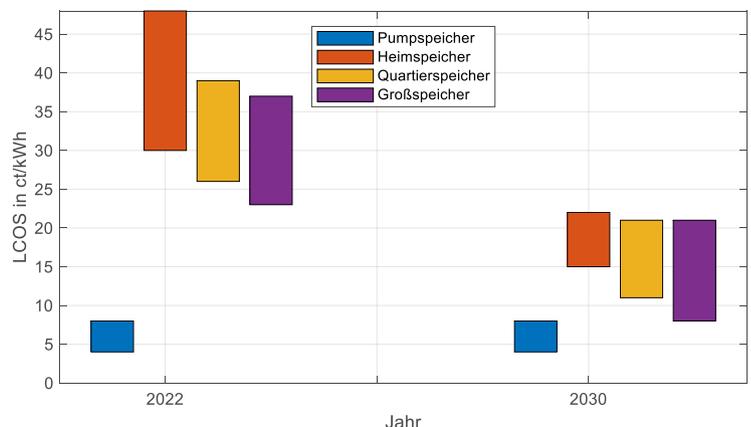


Bild 5: Abschätzung der Entwicklung der LCOS

auch auf die zukünftige Flexibilitätszuordnung zu geben.

Die Größe der Punkte gibt an, welchen spezifischen Nutzen die jeweilige Flexibilitätsoption besitzt, während die Farbe der Punkte darüber informiert, wie sich die Relevanz des Nutzenpotenzials perspektivisch verändert. Ein grauer Punkt zeigt eine sinkende Relevanz an, ein grüner Punkt eine steigende Relevanz und ein blauer Punkt bedeutet, dass sich die Relevanz nicht verändern wird.

Insgesamt ist es volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, Flexibilität nach einem einzigen Nutzungszweck zu beurteilen. Daher ist es wichtig, zwischen Synergien und Konflikten für verschiedene

Einsatzbereiche abzuwägen, um den volkswirtschaftlichen Nutzen der Flexibilitätsoptionen optimal auszuschöpfen. Insbesondere sollte aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Flexibilitätsoption, welche nur nach dem eigenen Nutzen optimiert wird, ebenfalls auf netz- und systemorientierte Nutzungszwecke abgestimmt werden können. Weiter ist darauf hinzuweisen, dass einige der in Bild 6 genannten Flexibilitätsoptionen primäre Ursachen für Netz- oder Systemprobleme sein können, z. B. Photovoltaik oder Elektromobilität. Deren Flexibilität wird dann zuvörderst eingesetzt werden, um die durch sie selbst verursachten Probleme zu lösen bzw. zu mildern.

Es wird erwartet, dass von den genannten Flexibilitätsoptionen im Zeithorizont bis 2030 vor allem die Hausspeicher, die mono- und bidirektionale Elektromobilität sowie langfristig auch Power-to-Gas-Anlagen besonders stark an Bedeutung gewinnen werden.

Anpassungsbedarf am regulatorischen Rahmen

Der regulatorische Rahmen kann dabei unterstützen, Flexibilitäten zukünftig noch besser nutzbar zu machen; manche Nutzungsformen erfordern sogar zwingend regulatorische Vorgaben. Hierbei ist insbesondere die ggf. mit Investitionen verbundene Schaffung von Steuerbarkeit und Beobachtbarkeit, die Standardisierung kommunikationstechnischer

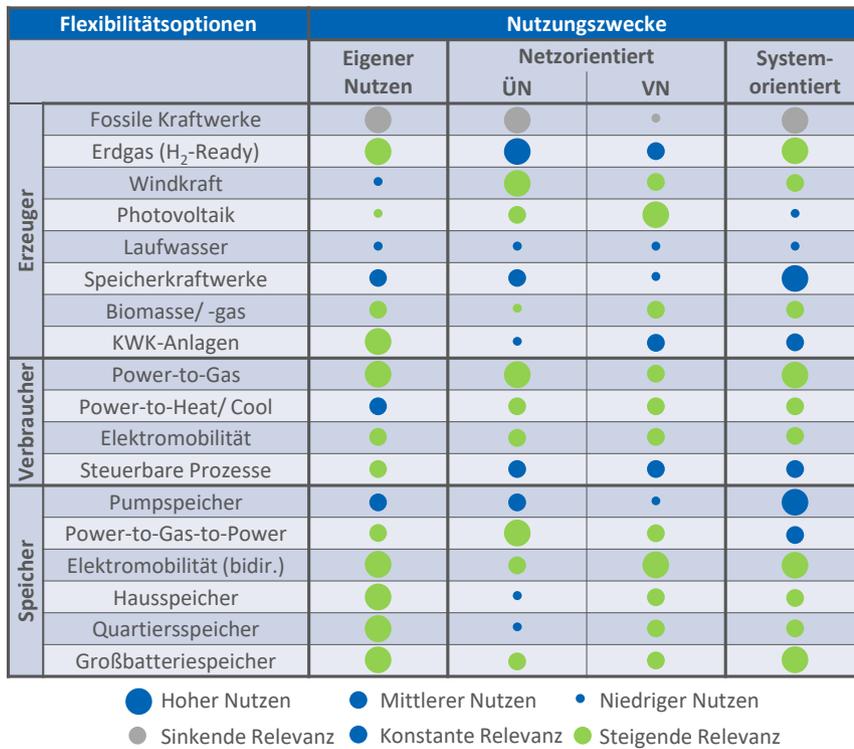


Bild 6: EnerFlex Heatmap: Einschätzung des aktuellen und zukünftigen Nutzenpotenzials in Bezug auf Flexibilität

Schnittstellen sowie der Roll-out intelligenter Messsysteme von essenzieller Bedeutung. Darüber hinaus können Hemmnisse in der Netzentgelt- und Umlagensystematik abgebaut werden, die sich z. B. aus zu starren oder nicht mehr zeitgemäßen Vorgaben im §19 Abs. 2 StromNEV ergeben. Auch die potenzielle Doppelbelastung von mobilen Speichern kann als weiteres Hemmnis abgebaut werden.

Grundsätzlich ist der *Eigennutzen* einer der wesentlichen Treiber für Investitionen in Flexibilitätsquellen und entsprechend unterstützenswert. Dennoch sollte diese Nutzungsform im Einklang mit dem netz- und systemorientierten Einsatz stehen und diesen zumindest nicht behindern oder den Bedarf danach steigern. Auch sollten Anreize zur Förderung des Eigennutzes so ausgestaltet sein, dass es nicht zu einem volkswirtschaftlich ineffizienten Einsatz kommt, z. B. durch unnötige Speicherzyklen. D. h. die Anreizsituation muss stärker mit den volkswirtschaftlichen Wirkungen abgestimmt werden.

Kollektive Formen des eigennutzenorientierten Flexibilitäts-einsatzes sind in Deutschland noch wenig ausgeprägt. Allein mit Blick auf eine volkswirtschaftlich effiziente Flexibilitätsnutzung wäre die besondere Anreizung dieser Variante allerdings kein vordringliches Ziel.

In der Sphäre der *netzorientierten Flexibilitätsnutzung* sind zahlreiche zum Teil sehr gut funktionierende Instrumente etabliert. Derzeit werden Details über die konkrete Umsetzung des novellierten §14a EnWG diskutiert. Grundsätzlich sollte dabei darauf geachtet werden, dass Flexibilität Netzebenen übergreifend und aus allen Quellen so zielgerichtet wie möglich eingesetzt wird. Insbesondere hinsichtlich der Integration von Speichern in die netzorientierte Flexibilitätsnutzung gibt es aufgrund fehlender Anreize bzw. Vergütungsmodelle bei vielen Instrumenten derzeit noch Festlegungsbedarf.

Auch die Instrumente der *systemorientierten Flexibilitätsnutzung* sind etabliert und funktionieren grundsätzlich gut. Be-

darfe an zusätzlichen Instrumenten und auch an einer Nachfolgeregelung für die AbLaV werden nicht gesehen. Lediglich die Integration von Kleinverbrauchern könnte z. B. durch variable Stromtarife noch weiter angereizt werden. Zusätzlich besteht Klärungsbedarf hinsichtlich der Wechselwirkungen zwischen Flexibilitätsnutzer und Stromlieferant des Kleinverbrauchers.

Wird eine Flexibilitätsquelle für unterschiedliche Zwecke eingesetzt, können sich *Nutzungskonflikte* z. B. durch sich überlagernde Anforderungen ergeben und müssen koordiniert werden. Für die netzorientierte Nutzung und die Leistungs-Frequenzregelung sind bereits Priorisierungsregeln in der Anwendung, die zur Beherrschung des zukünftigen Koordinierungsaufwands weiter differenziert werden sollten und auch den eigennutzenorientierten Einsatz inkludieren sollten. Weiteren Klärungsbedarf gibt es bei der Koordinierung des Netzebenen übergreifenden Flexibilitäts-einsatzes und der Granularität des Eingriffs bei verbrauchsseitigen Steuerungsmöglichkeiten (Konzepte „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“ vs. „steuerbare Netzanschlüsse“).



Prof. Dr.-Ing. Martin Wolter
 Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
 Leiter der Task Force

E10 ETG Mitgliederversammlung 2023

Tagesordnung

1. Begrüßung
2. Tätigkeitsbericht
3. Austausch über den Tätigkeitsbericht
4. Der neue ETG Vorstand stellt sich vor
5. ETG Strategie 2023–25

TOP 1: Begrüßung

■ Begrüßung:

Die ETG Vorstandsvorsitzende Frau Dr. Buchholz eröffnet um 11:30 Uhr die Versammlung und begrüßt die anwesenden Mitglieder. Sie weist darauf hin, dass die Mitgliederversammlung gemäß aktueller ETG Geschäftsordnung §7, Abs. 5 ohne Rücksicht auf die Zahl der erschienenen Mitglieder beschlussfähig ist. Weiterhin weist sie darauf hin, dass alle Teilnehmenden angehalten sind, darauf zu achten und sicherzustellen, dass es im Rahmen oder anlässlich dieser Sitzung nicht zu Verstößen gegen kartellrechtliche Vorschriften kommt.

■ Bestätigung der Tagesordnung:

Frau Dr. Buchholz stellt die Tagesordnung vor. Diese wurde fristgerecht im ETG *journal* 01/2023 veröffentlicht. Es gibt keine Änderungen oder Ergänzungen.

Die Tagesordnung wird ohne Änderung genehmigt.

■ Vorstand 2020–22:

Frau Dr. Buchholz stellt nochmals den Vorstand der Amtsperiode 2020–22 vor und bedankt sich für die geleistete Arbeit.

■ Fachbereiche der Energietechnischen Gesellschaft:

Frau Dr. Buchholz gibt eine kurze Übersicht über die aktuellen ETG Fachbereiche.

TOP 2: Tätigkeitsbericht

Herr Dr. Schwan, ETG Vorsitzender der Amtsperiode 2020–22, übernimmt den Tätigkeitsbericht. Er gibt einen Überblick über die wesentlichen Entwicklungen und Aktivitäten der ETG seit der letzten Mitgliederversammlung am 19. Mai 2021. Diese fand Corona bedingt als Webmeeting im Rahmen des digitalen ETG Kongress 2021 statt.

■ ETG Veranstaltungen:

Trotz Corona-Pandemie agierte die ETG in den vergangenen 2 Jahren weiterhin sehr aktiv als Wissensvermittler und Anbieter von Fachtagungen, Workshops und Diskussionsforen. Diese wurden in 2021 fast ausschließlich als Online-Veranstaltungen durchgeführt, was eine neue und besondere Herausforderung für alle Beteiligten darstellte. Herr Dr. Schwan stellt einen Auszug vor:

2021

- 28.01.2021 Fachtagung „Hochautomatisierter Netzbetrieb“, Online (154 TN)
- 23.02.2021 Fachforum „Planung zellulärer Energiesysteme“, Online (79 TN)
- 18.–19.05.2021 ETG Kongress 2021, Online (324 TN)
- 29.06.2021 Fachtagung „Perspektiven der elektr. Energieübertragung“, Online (49 TN)
- 28.09.2021 Fachtagung „Netzregelung und Systemführung 2021“, Online (87 TN)
- 19.10.2021 „eSTE 2021 – Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV“, Online
- 02.–03.11.2021 ETG CIRED D-A-CH Workshop 2021 „Innovationen im Verteilnetz“, München (80 TN)
- 09.–10.11.2021 Fachtagung „Elektromechanische Antriebssysteme 2021“, Online (113 TN)
- 16.–17.11.2021 Fachtagung „Erzeugung und Speicherung elektr. Energie“, Online (70 TN)
- 29.–30.11.2021 ETG EFZN* 7. Dialogplattform Power-to-Heat, Online (159 TN) *Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

2022

- 15.–17.03.2022 CIPS 2022 – 12th International Conference on Integrated Power Electronics Systems, Berlin (256 TN)
- 10.–11.05.2022 Fachtagung „Hochautomatisierter Netzbetrieb 2022“, Dortmund (112 TN)
- 20.–22.06.2022 FNN ETG Tutorial Schutz- und Leittechnik (Veranstalter VDE FNN)
- 11.–13.10.2022 STE 2022 – Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH), Esslingen am Neckar (120 TN)
- 08.–10.11.2022 VDE Hochspannungstechnik 2022, Berlin (281 TN)
- 21.–22.11.2022 Fachtagung „Erzeugung und Speicherung elektr. Energie“, Kassel (64 TN)
- 15.12.2022 ETG EFZN 8. Dialogplattform Power-to-Heat, Online (182 TN)

■ ETG Veröffentlichungen

Auch was die Veröffentlichungen angeht, war die ETG trotz Corona-Pandemie sehr aktiv. Folgende Studien und Impulse wurden im Berichtszeitraum veröffentlicht:

2021

- VDE Impuls (ETG + ITG) „Resiliente Strom- und Kommunikationsnetze“ (26.03.2021)
- VDE Impuls „7 Thesen zur Flexibilisierung des Energiesystems“ (20.04.2021)
- VDE Impuls „Erdschluss-Reststrom in Mittelspannungsnetzen“ (08.10.2021)
- VDE Position „Kernaussagen zur Entwicklung der Erzeugung und des Speicherbedarfs elektrischer Energie“ (01.11.2021)
- Wärmewende jetzt! Ein Impuls von VDE ETG und EFZN zur Transformation des Wärmesektors (01.11.2021)
- VDE Empfehlung (ETG + ITG) „Resiliente Strom- und Kommunikationsnetze – Sicherheit und Zuverlässigkeit für Bevölkerung und Wirtschaft“ (16.11.2021)
- VDE Impuls „Planung zellularer Energiesysteme“ (06.12.2021)

2022

- VDI/VDE Impuls „Klimafreundliche Nutzfahrzeuge – Vergleich unterschiedlicher Technologiepfade für CO₂-neutrale und -freie Antriebe“ (05.01.2022)
- „Wasserstoff für den Schienenverkehr: Expertise und Empfehlungen von VDE und VDI“ (19.09.2022)
- ETG Fachbericht 167 „Leitfaden zur Sternpunktbehandlung“ (11.10.2022)
- VDE Hintergrund „Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und Entwicklung der Residuallast“ (04.11.2022)
- VDE Hintergrund „Betrieb des Gesamtsystems und Systemstabilität“ (02.11.2022)

2023

- VDE Studie „Zukunftsbild Energie“ (05.01.2023)
- VDE Studie „Der Digitale Zwilling in der Netz- und Elektrizitätswirtschaft (31.05.2023)

Derzeit in Bearbeitung:

- VDE Studie „Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen“
- VDE Studie „Flexibilisierung des Energiesystems“
- VDE Studie „Klimaneutrales und nachhaltiges Energiesystem“
- VDE Impuls (ETG + ITG) „Resiliente Strom- und Kommunikationsnetze“
- VDE Impuls „Betriebsmittel im Netz der Energiewende“

■ Mitgliederentwicklung (Stand 31.12.2022):

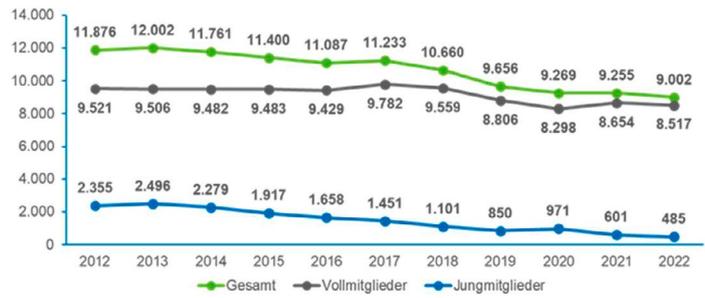


Bild 1: Mitgliederentwicklung

Trotz rückläufiger Mitgliederzahl bleibt die ETG auch weiterhin die größte Fachgesellschaft im VDE.

Frau Dr. Buchholz weist darauf hin, dass das Thema Menschen für die Transformation des Energiesystems sowie für die ETG zu gewinnen, ein Fokusthema der neuen ETG Strategie 2023–25 ist.

TOP 3: Austausch über den Tätigkeitsbericht

Es gibt keine Fragen und Anmerkungen.

TOP 4: Der neue ETG Vorstand stellt sich vor

Der neue ETG Vorstand stellt sich kurz vor (siehe Bild 2).

Herr Dr. Küppers möchte in seiner 2. Amtszeit und als stellvertretender Vorsitzender ganz besonders junge Leute ansprechen und klare Botschaften zur Umsetzung der Energiewende in Richtung Öffentlichkeit und Politik senden. Herr Prof. Ulbig will die ETG attraktiv für Jungmitglieder machen. Herr Dr. Viereck sieht den Fokus seiner 2. Amtszeit darin, die Automatisierung in den Netzen in die Praxis zu bringen und die Attraktivität des Ingenieurberufs zu steigern. Herr Tretter als neues Mitglied im Vorstand möchte das Thema Nachhaltigkeit für die ETG erschließen helfen. Frau Prof. Hanson (verhindert) sieht ihren Fokus, die Energiewende im Verteilnetz voranzubringen. Für die neue Vorsitzende Frau Dr. Buchholz sind Partnerschaften zwischen den verschiedenen Akteuren der Energietransformation wichtiger denn je. Ihr Anliegen ist es zudem,

Elektrizitätsversorgung	Industrie	Hochschulen, Behörden, ...
 <p>Dr.-Ing. Stefan Küppers (stellv. Vorsitzender) CTO – Vorstand Technik Westenergie AG</p>	 <p>Dr.-Ing. Britta Buchholz (Vorsitzende) VP Aktive Verteilnetze, Market Innovation Hitachi Energy Germany AG</p>	 <p>Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson Leiterin des Fachgebiets Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien TU Darmstadt</p>
 <p>Richard Tretter Leiter Energie- und Netzwerk Stadtwerke München GmbH</p>	 <p>Dr.-Ing. Karsten Viereck Director Technology Maschinenfabrik Reinhausen GmbH</p>	 <p>Prof. Dr. sc. Andreas Ulbig Institutsleitung IAEW, Lehrstuhlinhaber Aktive Energieverteilnetze RWTH Aachen</p>

Bild 2: ETG Vorstand 2023–25

nicht nur auf Deutschland zu schauen sondern Lösungswege europäisch zu denken.

Weitere Informationen: <https://www.vde.com/de/etg/ueber-uns/neuer-etg-vorstand-ab-01-01-2023>

TOP 5: ETG Strategie 2023–25

Frau Dr. Buchholz stellt die neue ETG Strategie 2023-25 vor. Vorstand und Fachbereichsleiterinnen und -leiter haben gemeinsam eine Strategie erarbeitet, die den neuen Herausforderungen gerecht wird.

Die ETG steht weiterhin für die Entwicklung der Energiesysteme in Deutschland. Sie bündelt die Fachkompetenz von der Erzeugung, Speicherung, Übertragung und Verteilung bis hin zu den vielfältigen Anwendungsfeldern elektrischer Energie und relevanten Querschnittstechnologien. Vision und Mission wurden konkretisiert.

Auf Basis einer SWOT-Analyse wurden 5 neue Fokus-themen entwickelt:

- Ausbildung: Menschen für die Transformation des Energiesystems
- Multi-Energiesysteme für die Energietransformation
- Nachhaltiges Multi-Energiesystem
- Künstliche Intelligenz im elektrischen Energiesystem
- Informationen für Politik und Gesellschaft

Die Umsetzung der Strategie soll durch neue Fachausschüsse, Task Forces, Schwerpunkte auf Veranstaltungen oder durch weitere Formate erfolgen. Die Fachbereiche diskutieren in ihren Herbstsitzungen Beiträge zur Umsetzung der Strategie.

Aus dem Kreis der teilnehmenden Mitglieder wird die Frage hinsichtlich der Zusammenarbeit mit dem VDE Young Net gestellt. Herr Dr. Benz erläutert, dass die Leiterin der Geschäftsstelle Frau Rosalia Virga regelmäßig an den ETG Vorstandssitzungen teilnimmt.

Es erfolgt der Hinweis, dass die praxisnahe und wirkungsvolle Umsetzung der Vorschläge aus der ETG noch ausbaufähig sei.

Es wird vorgeschlagen, für den Besuch von ETG Veranstaltungen Weiterbildungspunkte zu vergeben. Das System wäre allerdings noch zu erarbeiten.

Frau Dr. Buchholz schließt die Versammlung um 12:45 Uhr. Sie dankt den anwesenden Mitgliedern für die Teilnahme und die Diskussionsbeiträge.

Hinweis: Den Tätigkeitsbericht finden Sie im Internet unter <https://www.vde.com/de/etg/ueber-uns>

Offenbach, den 27.06.2023

gez. Thomas Benz
Protokollführer

gez. Britta Buchholz
Sitzungsleiterin

E11 Staffelstabübergabe in der ETG Geschäftsstelle

Nach gut 15 Jahren in der ETG Geschäftsstelle geht Frau Petra Hau am 30.06.2023 in den wohlverdienten Ruhestand. Ihr folgt Frau Sylvia Grzibowski, die seit 2011 zusammen mit Herrn Dr. Michael Schanz die VDE Ausschüsse „Studium, Beruf und Gesellschaft“ sowie „Geschichte der Elektrotechnik“ betreute. Davor war sie seit ihrem Eintritt in den VDE im Jahr 2006 als Assistentin bei der DKE tätig.

ETG Vorstand und Geschäftsführung möchten sich bei Frau Hau sehr herzlich für ihr Engagement, die stets gute Zusammenarbeit sowie die zuverlässige und überaus selbständige Erledigung der vielfältigen Aufgaben und Herausforderungen in der ETG Geschäftsstelle bedanken. Besonders hervorheben möchten wir ihren maßgeblichen Anteil an der Neugestaltung unserer ehemaligen ETG Mitgliederinformation zum jetzigen, allseits geschätzten ETG Journal. Wir wünschen Frau Hau alles Gute und Frau Grzibowski viel Erfolg in ihren neuen Aufgaben.



Dr. Britta Buchholz
ETG Vorsitzende



Dr. Thomas Benz
ETG Geschäftsführer

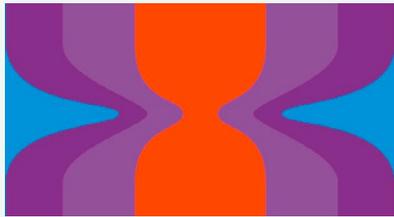
ETG Veranstaltungen

Vorschau

27.–29. September 2023, Karlsruhe
Fachtagung

27. Albert-Keil-Kontaktseminar
Kontaktverhalten und Schalten

[Weitere Informationen*](#)



Das 27. Albert-Keil-Kontaktseminar „Kontaktverhalten und Schalten“ stellt die neuesten Forschungs- und Entwicklungsergebnisse zu den Schwerpunkten Schaltgerätetechnik (DC-Schalter, Hybridschalter), Steckverbindern, Kontaktwerkstoffen und Störlichtbogen vor.

Das Seminar richtet sich an Fachleute aus Fertigung, Qualitätssicherung, Werkserhaltung, Forschung und Entwicklung, Anwendungstechnik und technischem Vertrieb sowie Studierende der Elektrotechnik.

17. Oktober 2023, online
Webinar

Systemstabilität in der Stromversorgung

Einfach aber technisch korrekt erklärt

[Weitere Informationen**](#)

Ist eine stabile Stromversorgung überhaupt möglich, wenn die Stromerzeugung fast nur noch aus Wind und PV erfolgt? Brauchen wir nicht die Großkraftwerke als Stützen für das elektrische Energieversorgungssystem?

Diese und weitere Fragen werden von zwei namhaften Experten beantwortet. Dazu werden sie anschaulich erklären, was Systemstabilität überhaupt ist, wie sie heute gewährleistet wird und was getan werden muss, damit sie auch in Zukunft erhalten bleibt.

26. Oktober 2023, Berlin
Workshop

High Voltage goes Green

Lösungen für eine nachhaltige und CO₂-neutrale Energieversorgung

www.vde.com/high-voltage-goes-green



Wissenschaft, Forschung und industrielle Produktentwicklung haben in den letzten Jahren verschiedene Materialien und Geräte entwickelt, die emissionsarme oder -freie Herstellung und Betrieb ermöglichen. Durch umweltfreundliche Alternativen kann das treibhauswirksame Gas Schwefelhexafluorid SF₆ ersetzt werden. Das Streitthema Bau neuer Hochspannungstrassen wird um neue Perspektiven ergänzt. Pflanzenöl als Isolierflüssigkeit kann fossiles Mineralöl ersetzen. Neue Lösungen zur Geräuschminimierung und Energieeffizienz der Betriebsmittel werden vorgestellt.

Der Workshop richtet sich an Personen, die mit Betrieb, Planung, Projektierung von Übertragungsnetzen beschäftigt sind, Mitarbeitende in Forschungs- und Prüfinstituten, Universitäten und Hersteller von Betriebsmitteln im elektrischen Energienetz.

* <https://www.vde.com/de/etg/veranstaltungen/veranstaltung?id=21571&type=vde%7Cvdb>

** <https://www.vde.com/de/arbeitsfelder/vde-regional/suedwest/veranstaltungen/veranstaltungsdetailseite?id=22169&type=vde%7Cvdb>

7.–8. November 2023, Nürnberg
Fachtagung

Fachtagung Flexible Erzeuger, Verbraucher und Speicher

Organisation unseres zukünftigen Energiesystems

[Weitere Informationen*](#)



Im Mittelpunkt der Fachtagung steht die Organisation unseres zukünftigen Energiesystems:

- Der steuerbare Kraftwerkspark als Grundlage für die Residuallastdeckung
- Entwicklung der Flexibilitäts-potentiale
- Anwendung und Kosten-Nutzen-Analyse von Flexibilität
- Erschließung von Flexibilität: Regulatorischer Rahmen und Anpassungsbedarf
- Anwendungsbeispiele für die Erschließung von Endkundenflexibilität
- Zellulare Energiesysteme

Die Fachtagung richtet sich an Energieversorger und Energiedienstleister, Betreiber konventioneller Erzeugungs- und von EE-Anlagen, Betreiber von Speicheranlagen, Netzbetreiber, Systemintegratoren, Hersteller, Forschung, Entwicklung und Lehre, Kommunal-, Landes- und Bundespolitik, Regulierungsbehörden, Klima- und Umweltschutzverbände.

* <https://www.vde.com/de/etg/veranstaltungen/veranstaltung?id=22063&type=vde%7Cvdb>

**8.–9. November 2023, Wien,
Fachtagung
Elektromechanische
Antriebssysteme 2023**

<https://www.vde.com/de/veranstaltungen/antriebssysteme>



Quelle: KIT

**28.–29. November 2023, München,
Workshop
ETG CIRED Workshop 2023
(D-A-CH)**

Innovationen im Verteilernetz

www.vde.com/ecw-2023



© VDE e.V.

**7.–8. Dezember 2023, Dresden
Symposium**

Rail.S/VDE Symposium 2023

Sicherheit und Zulassung elektrischer
Bahnausrüstungen

[Weitere Informationen*](#)



© Deutsche Bahn AG / Uwe Mielke

Ziel ist der intensive Austausch von deutschsprachigen Fachleuten in Wien.

Zentrale Themen der Veranstaltung sind die Optimierung der Funktionalität und die Effizienz moderner elektromechanischer Antriebstechnik. Ziel ist es, das interdisziplinäre Vorgehen zwischen Elektrotechnik und Maschinenbau bei Planung, Entwurf, Inbetriebnahme und Betrieb antriebstechnischer Systeme zu verdeutlichen.

Unsere Trendthemen sind:

- Optimierung der Energieeffizienz im Gesamtsystem
- Ressourceneffizienz

Die Fachtagung richtet sich an Hersteller und Betreiber von Antriebssystemen und -komponenten sowie Hochschulen und Forschungsinstitute.

CIRED (Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution) ist die international wichtigste Konferenz-Plattform zum Austausch der neuesten Entwicklungen im Bereich der Verteilernetze. Mit dem Workshop bieten die nationalen Komitees der CIRED im D-A-CH-Raum gemeinsam mit der ETG eine regionale Plattform für den direkten Austausch zwischen Praxis, Regulierung und Wissenschaft.

Die Veranstaltung besteht aus den 3 Themenblöcken

- CIRED 2023: Neueste Entwicklungen und Trends – Berichte zu den wichtigsten Beiträgen aus den Sessions der CIRED 2023 in Rom
- Notfall-Maßnahmen bei einer Strommangellage
- Verteilernetze für 100 % erneuerbare Erzeugung

sowie einer Posterausstellung. Jeder Themenblock umfasst eine Keynote und zwei eingeladene Fachvorträge. Die Diskussion der Beiträge erfolgt in einem moderierten Round Table.

Angesprochen sind insbesondere Netzbetreiber, Netzdienstleister, Hersteller und Hochschulen sowie auch Regulierungsbehörden und Regulator.

Die Bahn ist der vielfach erklärte Hoffnungsträger für die Verkehrs- und Energiewende. Aber kann sie das überhaupt leisten? Technisch und betrieblich wäre sie zweifellos in der Lage dazu. Aber wie schnell gelingt uns die Umsetzung von „mehr Bahn“ unter den aktuellen Randbedingungen? Mit diesen und anderen relevanten Themen möchten wir uns beschäftigen. Das Symposium bietet außerdem die Möglichkeit, Wissen und Erfahrungen auszutauschen und so am Puls der Entwicklung zu bleiben.

Zielgruppen sind Hersteller von Bahninfrastruktur und Bahnfahrzeugen sowie elektrischen Komponenten, Bahnunternehmen, Verkehrsbetriebe, Ingenieurunternehmen, Systemspezialisten, Aufgabenträger und Aufsichtsbehörden, Fachleute von Normungsgremien und Verbänden.

* <https://rail-s.de/events/rail-s-vde-symposium-sicherheit-zulassung-elektrischer-bahnausruestungen-3/>

I1 Aktuelle Informationen aus CIRED



CIRED 2023: Wir sehen uns in Rom und in München

Liebe ETG Mitglieder,

Das Jahr 2023 ist wieder ein CIRED Jahr und dieses Jahr können wir uns wieder in persona treffen und den direkten Austausch pflegen.

Das Highlight des Jahres wird die CIRED Konferenz in Rom sein. Von deutscher Seite stellen wir mit 131 akzeptierten Beiträgen wieder das größte Kontingent an Autoren und nach aktuellen Anmeldungen auch die größte nationale Delegation. Die Akzeptanzquote von 74 % ist auch ein besonderer Ausweis der Qualität der deutschen Beiträge. Natürlich ist es für die 26 % nicht akzeptierter Beiträge ein Wermutstropfen, die eigenen Ergebnisse nicht auf internationaler Bühne vorstellen zu können. In den meisten Fällen waren es nicht Fragen der Qualität, die zur Ablehnung führten. Unter anderem das Nichteinhalten des Template-Formats führt zur Ablehnung, da für alle Autoren gleiche Regeln gelten. Inhaltlich haben es manche interessante Forschungsansätze und Konzepte nicht in die Konferenz geschafft. Hier ist das Selbstverständnis der CIRED, dass wir praktisch anwendbare technische Lösungen für aktuelle Fragen der Verteilernetze diskutieren wollen. Daher möchten wir die Kollegen ermutigen, in zwei Jahren ihre dann vorliegenden Ergebnisse mit uns zu diskutieren.

Mit den Formaten der Vorträge, der Poster und der fachlichen Diskussionen in Roundtables und den Research and Innovation Forums hat die Konferenz ein Format, das zum aktiven Diskutieren und Netzwerken einlädt. So werden wir im Roundtable „Green Network Components“ nicht nur neue ökologische Geräte und Methoden vorstellen, sondern konnten ein junges Entwicklerteam aus Deutschland mit einbinden, das eine App entwickelt hat, mit dem sich der ökonomische Nutzen einer ökologischen Investition bewerten lässt.

Ein weiteres Highlight des Jahres 2023 wird der diesjährige ETG CIRED D-A-CH Workshop „Innovationen im Verteilernetz“, der am 28. und 29. November 2023 in München stattfinden wird. Hier organisieren die CIRED Nationalkomitees der D-A-CH Region einen deutschsprachigen Workshop mit 3 Schwerpunkten. Zuerst werden die wichtigsten Ergebnisse der CIRED 2023 in Rom vorgestellt und diskutiert. Danach diskutieren wir die Themen „Notfall-Maßnahmen in einer Strommangellage“ und „Herausforderungen an die Verteilernetze bei 100 % erneuerbarer Erzeugung“ aus Sicht der drei Länder. Es ist das Ziel, hier ein deutschsprachiges Forum mit klarem Workshopcharakter für die technischen Mitarbeiter der Verteilernetzbetreiber im deutschsprachigen Raum nachhaltig zu etablieren. Dazu möchten wir Sie herzlich einladen: www.vde.com/ecw-2023

Der Workshop zeigt die zunehmende Vernetzung in der D-A-CH Region. Auch hier waren wir im Kreis von ETG, OGE und Electrosuisse schon dieses Jahr aktiv und haben uns im Rahmen der Fachtagung „Netzipulse“ im März in Aarau (CH)

Rome (Italy)

12 - 16 JUNE 2023

CIRED 2023 International Conference & Exhibition on Electricity Distribution



inhaltlich und organisatorisch abgestimmt und werden uns in München dann zur Koordination der Aktivitäten 2024 treffen. Hier sei auch nochmals erwähnt, dass die drei Organisationen ihre Mitgliedschaften untereinander anerkennen und damit für alle ETG Mitglieder die OVE/OGE und Electrosuisse Raten und Gebühren für interessante Veranstaltungen in Österreich und der Schweiz gelten.

Für die anstehende warme Jahreszeit wünschen wir Ihnen vor allem Gesundheit und viele Möglichkeiten zum direkten fachlichen Austausch mit den Kolleginnen und Kollegen, wir sind gerne mit dabei.

*Dr. Uwe Kaltenborn & Dr. Roland Drewek
Vorsitzende des DK CIRED*



*Dr.-Ing. Uwe Kaltenborn
HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH*



*Dr. Roland Drewek
SW Kiel Netz GmbH*

12 Aktuelle Informationen aus dem Deutschen Komitee der CIGRE



Sehr geehrte Damen und Herren,

nach der Session 2022 ist vor der Session 2024. Vorschläge für Beiträge 2024 werden angefragt und gesammelt. Themenschwerpunkte für die CIGRE Session 2024 werden der Fortschritt der Energiewende, Aussichten Wasserstoffwirtschaft, Fortschritte in der Speichertechnologie, Stärkung eines end-to-end Ansatzes, d. h. von der Erzeugung elektrischer Energie bis zum Endverbrauch, Flexibilitäten und Versorgungssicherheit von Energiesystemen sein, dazu ein Fokus auf Nachhaltigkeit. Kurzum: Es wird wieder ein sehr breites, aber sicher hochrelevantes Programm, das die Autoren aus diversen Studienkomitees und Arbeitsgruppen vorbereiten.

Mehr über die CIGRE Session 2024 und den Aufruf für Beiträge und gewünschte Themen finden Sie unter: [CIGRE Session 2024](#)¹.

National bereiten wir uns am 10. Oktober 2023 auf zwei interessante Veranstaltungen vor. Zum einen unsere traditionelle *CIGRE/CIRED Informationsveranstaltung*, die wir in diesem Jahr wieder in Präsenz durchführen wollen unter dem spannenden Motto „*Versorgungssicherheit und Energiewende – ein Widerspruch?*“ erwarten Sie Beiträge unter anderem von der Bundesnetzagentur mit der Sicht des Regulierers, als auch von Übertragungsnetzbetreibern und führenden Beratungsunternehmen, wie wir die gewohnt hohe Versorgungssicherheit auch nach dem Abschalten aller Kohlekraftwerke in 2030 erreichen. Dank zahlreicher Sponsoren können wir die Veranstaltung und Möglichkeit der Vernetzung im Anschluss und den Pausen für bis zu 180 Teilnehmer trotz deutlich steigender Kosten auch in diesem Jahr wieder kostenlos anbieten, diesmal in den Räumen der Universität Stuttgart. Mein besonderer Dank gilt an der Stelle den Sponsoren und Prof. Stefan Tenbohlen sowie der Universität Stuttgart für die freundliche Unterstützung. Genaueres über Ort und Programm erfahren Sie auf der [Webseite](#)².

Ebenfalls können Sie sich dort zur Teilnahme anmelden, denn wenn wir mehr Anmeldungen als Plätze im Raum erhalten, wird nach dem Zeitpunkt der Anmeldung priorisiert. Wir bieten aber auch wie schon im Vorjahr die Übertragung der Vorträge digital in einem hybriden Format an. Wir freuen uns über jede Form der Teilnahme. Seien Sie dabei!

Als zweite nationale Veranstaltung findet ebenfalls am 10. Oktober 2023 am gleichen Ort noch der dritte und abschliessende Teil einer internationalen Vortragsreihe mit dem Titel: „*Northsea Powerhouse*“ statt. Teil 1 wurde durch die CIGRE in den Niederlanden und Belgien organisiert. Teil 2 durch CIGRE in Großbritannien am 7. Juni 2023 mit dem Schwerpunkt auf die Regulierung und den Abschluß der Reihe

bildet dann unser Beitrag mit dem Schwerpunkt Versorgungssicherheit durch Offshore Wind aus der Nordsee. Die Beiträge werden aufgrund des internationalen Kontextes in englischer Sprache vorgetragen. Wie auch zur CIGRE/CIRED Infoveranstaltung laden wir Sie gerne nach Stuttgart in die Räume der Universität in Bahnhofsnähe ein und bieten gleichzeitig die Möglichkeit, diese Veranstaltung ebenfalls im Netz zu verfolgen. Programm und Anmeldung finden Sie hier: [Collaboration North Sea Powerhouse](#)³.

Danken möchte ich hier wiederum den zahlreichen Sponsoren, die uns erlauben, auch diese Veranstaltung kostenlos anzubieten, wie auch Frau Prof. Dr. Schwägerl für Ihre Initiative und Koordination mit den CIGRE Beiträgen aus Benelux und Großbritannien.

Also zwei gute Gründe, sich einen Besuch in Stuttgart am 10. Oktober 2023 vorzumerken. Besonders freue ich mich über die Möglichkeit, diese beiden Veranstaltungen in den Räumen der Universität sehr zentral und verkehrsgünstig abzuhalten, weil wir uns auch über die Teilnahme von Studierenden freuen. Leider verzeichnen MINT-Studiengänge in den letzten Jahren bedrohlich rückläufige Zahlen von Erstsemester-Studierenden, was angesichts des ohnehin bereits eklatanten Fachkräftemangels in der Branche das Erreichen der Meilensteine der Energiewende bedroht. Daher hier noch ein Einschub des Next Generation Networks der CIGRE, welches für Deutschland Herr Nikos Nitzsche betreut:

Die Nachwuchsorganisation der CIGRE, das Next Generation Network (NGN), ist die Brücke für junge Ingenieure zum Expertennetzwerk der CIGRE. Eine Mitgliedschaft in der CIGRE bietet eine Vielzahl von Vorteilen. Neben dem Zugang zu Veröffentlichungen aus dem Expertennetzwerk bietet es für junge Menschen auch eine Chance, ihr berufliches Netzwerk ausbauen. Mittlerweile gibt es in über 30 Ländern eigene NGN-Organisationen, die die Arbeit der CIGRE Studenten und Young Professionals näherbringen und ihnen den Einstieg in das Expertennetzwerk erleichtern. Um die Energiewende zu meistern braucht es neben branchenerfahrenen Experten auch junge motivierte Menschen, die neuen Ideen und Ansätze mitbringen.

Das CIGRE NGN Deutschland gibt es bereits seit dem Jahr 2010. Im Oktober 2022 hat Andreas Lukaschik (Tennet) den Vorsitz des CIGRE NGN Deutschland an Nikos Nitzsche (Hitachi Energy) übergeben. Es hat sich ein neues Kernteam



1 <https://www.vde.com/de/veranstaltungen/veranstaltungsuebersicht/veranstaltung-detailseite?id=19549&type=vde%7Cvdb>

2 <https://www.vde.com/de/dk-cigre/veranstaltungen/veranstaltung?id=21860&type=vde%7Cvdb>

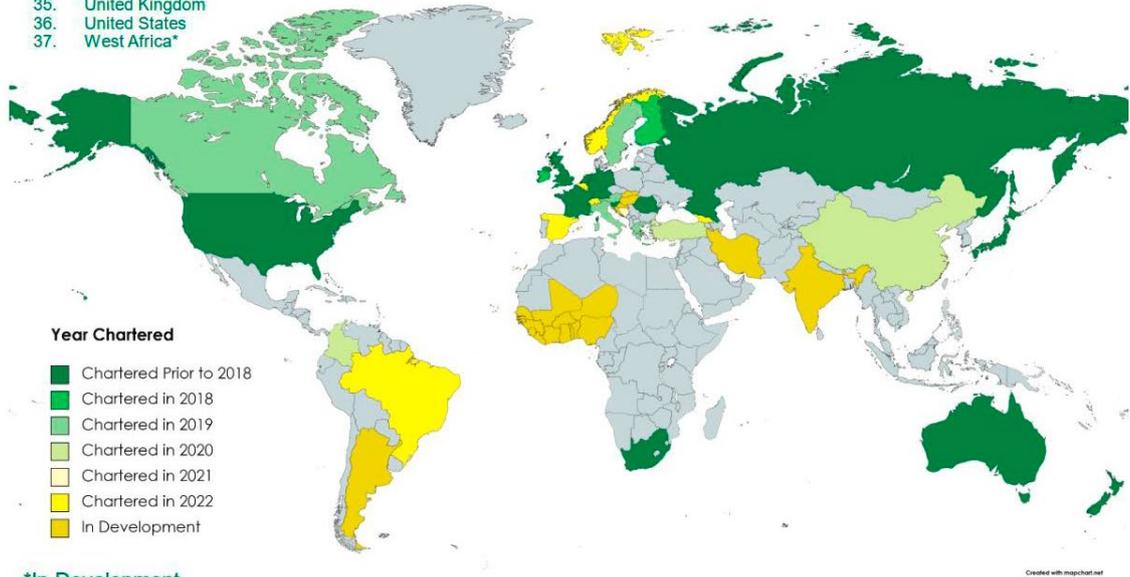
3 <https://www.vde.com/de/veranstaltungen/veranstaltungsuebersicht/veranstaltung-detailseite?id=22033&type=vde%7Cvdb>

Current NGN Groups:



1. Argentina*
2. Australia
3. Austria
4. Belgium
5. Bosnia & Herzegovina
6. Brazil
7. Canada
8. China
9. Colombia
10. Croatia*
11. Denmark
12. Finland
13. France
14. Georgia
15. Germany
16. Greece
17. Hungary*
18. India*
19. Iran*
20. Ireland
21. Italy
22. Japan
23. Netherlands
24. New Zealand
25. Norway
26. Romania
27. Russia
28. Slovakia*
29. Slovenia
30. South Africa
31. Spain
32. Sweden
33. Switzerland

34. Turkey
35. United Kingdom
36. United States
37. West Africa*



formiert, das die Aktivitäten, die während der Coronapandemie ruhen mussten, wieder aufgenommen hat. Neben Networking Events in Kassel, Erfurt und Mannheim, wurde gemeinsam mit dem NGN Niederlande auch ein Webinar zum Thema „Market readiness for 132 kV offshore wind farms“ organisiert. Vier Fachreferenten wurden eingeladen und betrachteten das Thema aus unterschiedlichen Blickwinkeln. Mit über 270 Teilnehmern aus Forschung, Lehre und Industrie war das Webinar ein voller Erfolg.

Jetzt blickt das NGN auf die nächsten Aktivitäten im Jahr 2023. Im Mai wird das NGN mit einem eigenen Stand auf dem ETG Kongress in Kassel vertreten sein. Es sind auch wieder Networking Events in mehreren Städten geplant. Alle Informationen dazu werden über den regelmäßigen E-Mail-Newsletter und die neue LinkedIn Gruppe „CIGRE NGN Germany“ an die mittlerweile über 300 NGN-Mitglieder in Deutschland verteilt. Als Student oder Young Professional ist man über die CIGRE Mitglied Teil der NGN-Community. Für Studenten ist die CIGRE Mitgliedschaft kostenfrei.

Zu Abschluß noch etwas aus der internationalen Arbeit von CIGRE. Mit dem Symposium, organisiert von den CIGRE Kollegen in den Golfstaaten vom 6.–8. März in Muscat, Oman, kehrte man erstmal Post-COVID zu diesem Format zurück. Mit 473 Delegierten und 68 Sprechern für Vorträge und Tutorials war das ein guter Erfolg.

Das nächste internationale CIGRE Symposium findet vom 4.–7. September im australischen Cairns statt mit der Beteiligung von 11 Studienkomitees. Teilnehmer dürfen sich dort auf mehr als 245 Beiträge freuen, und es liegen bereits 500 Registrierungen vor. Mehr zum Symposium und zur Anmeldung finden Sie auf der [CIGRE Webseite](#).

Wem Australien aus deutscher Sicht zu weit ist, der sei noch auf die 4. SEERC Konferenz vom 11.–13. Oktober in Istanbul hingewiesen. SEERC umfasst in CIGRE die Kooperation der Länder des Balkans plus Italien, Österreich, Tschechien,

Griechenland, Rumänien, Ukraine und Türkei sowie Israel und Georgien. Mehr Informationen, Programm und Möglichkeit der Anmeldung finden Sie auf der [CIGRE Webseite](#).

Sie sehen, in CIGRE ist national wie international auch im Jahr zwischen der großen Session in Paris viel geboten. Wir freuen uns auf Ihr Interesse und Ihre Teilnahme, aber noch mehr über aktive Mitarbeit in den weltweiten Arbeitsgruppen und Studienkomitees. Gerade für Studierende und junge Berufstätige bietet CIGRE die einmalige Möglichkeit, sich international zu vernetzen mit Universitäten, Betreibern und Herstellern. Nutzen Sie diese großartigen Möglichkeiten sowie den Zugang zu den technischen Broschüren und Publikationen.

Die Mitgliederanzahl von CIGRE ist auch während COVID stetig gewachsen.

Die Herausforderungen die Energiewende hin zu einer nachhaltigen Erzeugung sind nur global zu schaffen, weil die Dekarbonisierung nur eines Landes das Klima auf unserer Erde allein nicht rettet. CIGRE bietet daher eine ideale Plattform, die Kräfte und Innovationen zu bündeln und sich auszutauschen für einen schnelleren Fortschritt.

Mit <https://join.cigre.org> ist der Beitritt einfach, schnell möglich. Seien Sie dabei!



Dipl.-Ing. Wilfried Breuer
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg
Vorsitzender des DK CIGRE

Y1 VDE Young Net: Wieder durchstarten nach der Corona-Pause

Seit dem 01. Februar ist die Young Net Geschäftsstelle wieder besetzt. Die neue Leiterin trifft man allerdings nur selten im Büro in Offenbach an. Denn Rosalia Virga ist aktuell in ganz Deutschland unterwegs, um die Mitglieder des VDE Young Net kennenzulernen. Einige der aktuell rund 4.200 Mitglieder des VDE Young Net hat die 30-Jährige bereits getroffen. Der persönliche Kontakt liegt Rosalia Virga sehr am Herzen. Als Leiterin des VDE Young Net will sie Studierende und Young Professionals nach der Corona-Pause wieder näher und öfter zusammenbringen.

Zusammenarbeit beginnt mit dem ersten Kontakt

Ihr Handwerk, das Vernetzen von Menschen und die Organisation von Veranstaltungen, hat Rosalia Virga bei ihrer vorherigen Tätigkeit als Messeleitung der „Light + Building“ von der Pike auf gelernt. Bis heute befolgt sie eine alte Messeweisheit, die sie in dieser Zeit gelernt hat: Die persönliche Begegnung und der verbindliche Handschlag sind die Basis für eine gute Zusammenarbeit. Auf der Light + Building hat sie häufig beobachtet, dass sich aus diesem ersten Kontakt auf der Messe oft eine langjährige Geschäftsbeziehung entwickelt hat.

Diese Dynamik beobachtet sie auch im VDE Young Net. In einem Studium kommen Fremde mit gleichen Interessen zusammen. In der VDE Hochschulgruppe werden aus diesen Fremden Freunde. Denn die Hochschulgruppe bietet einen organisatorischen Rahmen und macht ein Kennenlernen ungezwungen möglich. Die Erlanger Hochschulgruppe „ETG Kurzschluss e.V.“ beispielsweise stellt jedes Semester ein Programm für Studierende auf, ein bunter Mix aus spannenden und informativen Veranstaltungen als Ergänzung zum Studium. Während ihres Engagements in der Hochschulgruppe bauen die Studierenden auch wichtige Softskills wie Projektmanagement, Kommunikation und Teamarbeit aus. Denn die Studierenden organisieren die Veranstaltungen ihrer Hochschulgruppe eingeständig, mit viel Verantwortungsbewusstsein und einer großen Portion Leidenschaft für die Sache und die Menschen.

Kontakte aus dem Studium sind der Grundstein des beruflichen Netzwerks

Die Begeisterung, mit der sich die Studierenden im Young Net engagieren, kennt Rosalia Virga selbst noch aus aktiven Zeiten ihrer Hochschulgruppe. Erst im Sommer 2022 hat sie ihre Studienkarriere mit einem berufsbegleitenden Master of Business Administration beendet. Zuvor studierte sie Politikwissenschaften, Betriebswirtschaftslehre und Französisch in Mainz, Frankfurt, Ravensburg und Italien. Drei Jahre lang engagierte sie sich während ihres Studiums in einer Hochschulgruppe, in der Studierende Musicalproduktionen vor 4.000 Zuschauer*innen auf die Bühne brachte. Sie selbst sieht diese Zeit als richtungsweisend für ihren beruflichen Werdegang in der Veranstaltungsorganisation und pflegt die Kontakte und Freundschaften aus dieser Zeit bis heute.



Bild 1: Rosalia Virga,
Leiterin VDE Young Net,
Foto: privat

Für alle ist das Richtige im VDE Young Net dabei

Das VDE Young Net als Teil der VDE Familie steckt für Studierende und Young Professionals voller Möglichkeiten. Neben lokalen Kontakten durch die VDE Hochschulgruppe können die Studierenden sich auch hochschulübergreifend vernetzen. Auf dem Hochschulgruppen Get-together kommen Vertreter*innen der Hochschulgruppen aus ganz Deutschland zusammen und tauschen Impulse und Best Practices ihrer Hochschulgruppen aus. Das Young Net bietet auch den Rahmen für weitere bundesweite Veranstaltungen wie das VDE Bayern Zukunftsforum. 2023 findet das Zukunftsforum zum Thema E-Mobility unter der Schirmherrschaft des bayrischen Verkehrsministers Christian Bernreiter statt. Vertreter*innen u. a. von BMW, Siemens, Airbus, Schaeffler und MAN diskutieren mit Studierenden und Young Professionals über die Zukunft der Mobilität.

Mit dem VDE Young Net erhalten Studierende und Young Professionals auch Zugang zu exklusiven Veranstaltungen wie dem BDEW-Kongress. Drei Tage lang dreht sich hier alles um die Energiewende. Abgerundet wird das Programm mit einer Führung über den EUREF-Campus, dem „Reallabor der Energiewende“. Auf dem BDEW-Kongress trifft sich die Energiebranche und diskutiert Fragen wie:

- Schafft Deutschland noch die Verkehrswende?
- Quo vadis Gas? Zwischen Krisenbewältigung und Transformation
- Stromversorgungssicherheit bei 100 % erneuerbar
- Schlüssel zur erfolgreichen Wärmewende



Bild 2: VDE Young Net auf der Hannover Messe 2023, Foto: David Heitz

Für Young Professionals im Young Net sind besonders karrierebezogene Themen von Interesse. Dazu findet aktuell beispielsweise eine Online-Workshopreihe zur beruflichen Weiterentwicklung statt.

Zwei Stunden lang gibt ein Business Coach Tipps für überzeugende Präsentationen oder Schlagfertigkeit im Job.

Das VDE Young Net und die Fachgesellschaften

Die renommierten Kongresse der Fachgesellschaften sind im Young Net ebenfalls beliebte Formate zur Teilnahme. Im „Jungen Forum BMT“ organisiert sich die nächste Generation der DGBMT. Das Junge Forum BMT hat es sich zur Aufgabe gemacht, auf Studierende und Young Professionals zugeschnittene Programmteile bei Fachtagungen, Konferenzen und Messen anzubieten. Einer der wichtigsten Termine ist dabei das Junge Forum als Satellitenveranstaltung am Vortag der BMT Tagung. In diesem Rahmen werden innovative Projekte am Universitätsklinikum Essen besucht und Soft-Skill-Workshops angeboten. Auf der Hauptkonferenz steht das Networking mit den Tagungsteilnehmer*innen aus der BMT-Branche im Vordergrund, unter anderem bei den etablierten Sessions „Junges Forum trifft Alte Hasen“ und dem Unternehmens-„Tinder“. Den ersten Ableger des Jungen Forums BMT wird es 2023 zum MST-Kongress mit dem „Jungen Forum MST“ geben. Vielleicht folgen ja schon bald auch schon das „Junge Forum ETG“, das „Junge Forum ITG“ und das „Junge Forum GMA“?

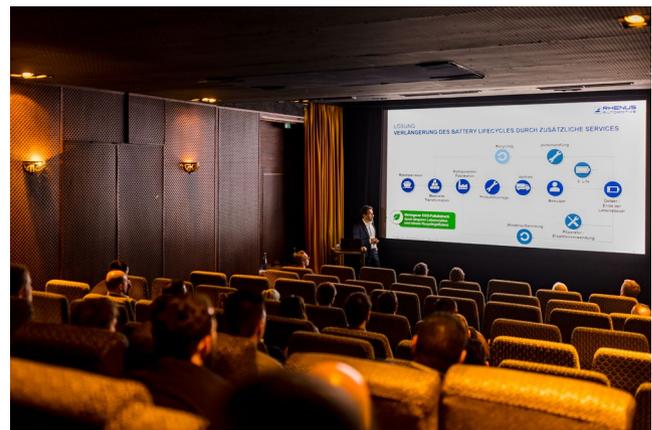


Bild 3 und 4: VDE Young Net Kaminabend mit Dr. Marcus Ewig, General Manager Rhenus Automotive, Foto: Axel Gross / VDE



DIG
SILENT

**DIE ENERGIEVERSORGUNG DER ZUKUNFT
ENTWICKELN SIE MIT!**

Die DgSILENT GmbH ist ein unabhängiges Beratungs- und Softwareunternehmen auf dem Gebiet der elektrischen Energieversorgung mit Sitz in Gomaringen, Dresden und Aachen.

Als Global Player sorgen wir dafür, dass Stromnetze weltweit stabil laufen, effizient bleiben und die Integration von erneuerbaren Energien vorangetrieben wird.

Wir suchen Mitarbeiter (M/W/D) aus den Bereichen

Elektro-Ingenieurwesen, Ingenieurwesen/Messtechnik, Informatik, Mathematik und Physik

Das bieten wir:

- Eine attraktive Vergütung inklusive jährlicher Bonuszahlungen und betrieblicher Altersvorsorge
- Flexible Arbeitszeiten mit Gleitzeitkonto und 30 Tage Urlaub pro Jahr
- Betreuungszuschuss für Kita- und Kindergartenkinder
- Individuelle Weiterbildungsangebote
- Arbeiten in einem innovativen und zukunftssträchtigen Arbeitsumfeld
- Flache Hierarchien mit den Vorzügen eines international vernetzten, mittelständischen Unternehmens

SIND SIE BEREIT FÜR EINE NEUE HERAUSFORDERUNG?

Werden auch Sie Teil unseres Teams!



Für weitere Informationen besuchen Sie:
www.digsilent.de/karriere

In mehr als 170 Ländern tätig.

POWER SYSTEM SOLUTIONS

MADE IN GERMANY

H1 Geschichte des Stromwandlers, Teil 1

Einleitung

Um die Wende des 19. Jahrhunderts sind schon Messwandler bekannt. Um mit empfindlichen Messgeräten größere Spannungen oder Ströme zu messen, benutzte man davor Shunts in Form ohmscher Widerstände.

In den Jahren 1887 bis 1899 fertigte S&H sogenannte Stromzeiger (*Bild 1*). Das Instrument besteht im Wesentlichen aus einer Spule, in die zwei weiche Eisenstäbchen hineinragen und je nach Größe des Stromes mehr oder weniger hineingezogen werden. Diese Bewegung wird mittels Hebel auf einen Zeiger übertragen, der auf einer Skala den Strom direkt in Ampere anzeigt [1]. Mit diesem direkt messenden Ampere-meter können Wechsel- und Gleichströme bis 1.800 A gemessen werden. Die Skalengröße von einem Durchmesser von 28 cm ermöglichte auch eine Ablesung bei einer Installation auf Potential.

Die ersten Messwandler, auch Messtransformatoren genannt, entstanden in Deutschland um die Wende des 19. Jahrhundert. Die hauptsächlichen Gründe für die Verwendung von Wandlern in Schaltanlagen waren:

- Fernhaltung der Hochspannung von der der Berührung zugänglichen Messgeräten, Zählern und Relais,
- Wandeln von Strömen beliebiger Stärke in eine für die Messung geeignete Größe gleicher Phasenlage und Frequenz,
- Trennung von Warte und Schaltheis bzw. Freiluftanlage.

Erste Stromwandler

Das erste Stromwandlerpatent stammt aus dem Jahre 1882 [2] und 1898 erfindet *Gustav Benischke*, AEG, den Stromwandler (*Bild 2*) [3][4][6]. In seinem Standardwerk „Die wissenschaftlichen Grundlagen der Elektrotechnik“ schreibt er: „Die jüngeren Elektrotechniker lernen die Schwierigkeiten, die früher bestanden, und die man durch Meßinstrumenten-



Bild 1: Strommesser auf Potenzial, S&H, um 1890

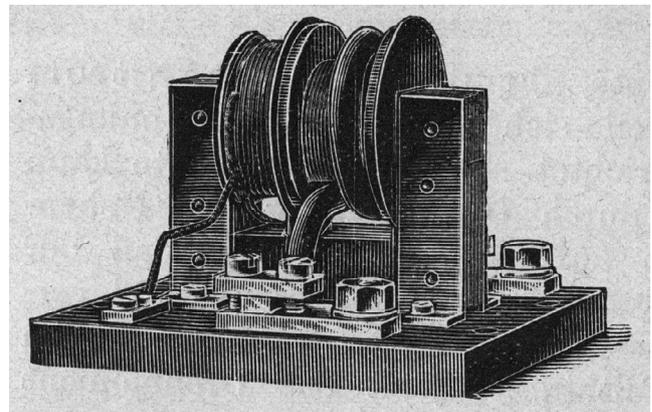


Bild 2: Stromwandler, AEG, 1898

Gehäuse aus Isolierstoff nebst isolierender Befestigung derselben, durch isolierte Aufstellung der ganzen Schalttafel samt Bedienungsgang, durch Schutzfenster usw. zu überwinden suchte, gar nicht mehr kennen. Die Schwierigkeiten waren so groß, daß eine Anwendung von mehr als 10.000 V. im praktischen Betriebe unmöglich war. Das wurde erst anders durch die Erfindung der Stromwandler vom Verfasser im Jahre 1898 (ETZ, 1899, S. 86).“

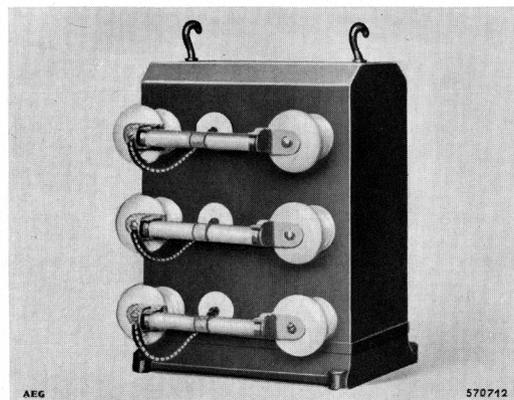
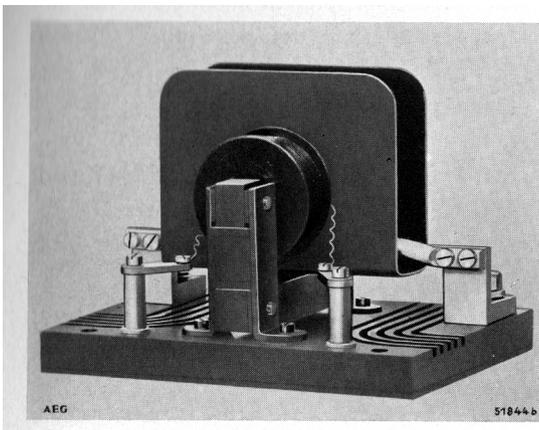


Bild 3: Stromwandler Typ A (links) und Spannungswandler, AEG (rechts), 1899

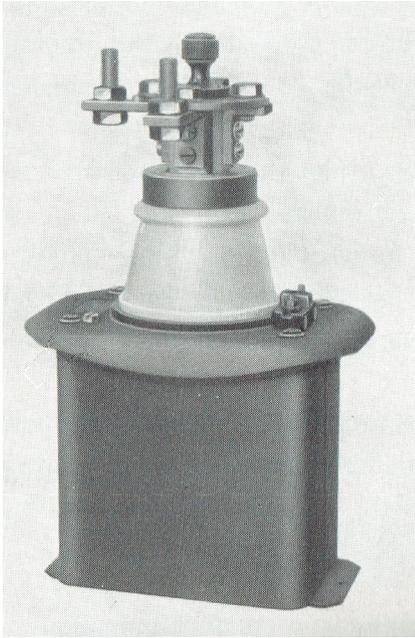


Bild 4: Masseisolierter umschaltbarer Stromwandler, 1908

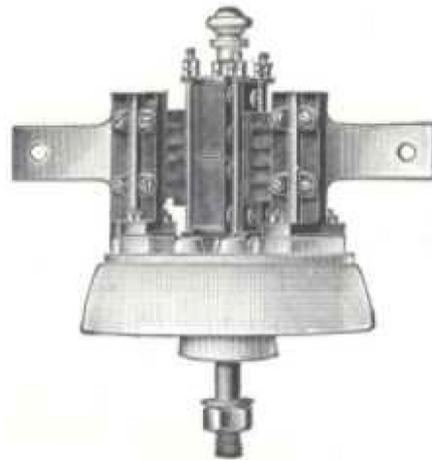


Bild 5: Stromtransformator N51, S&H, 1900

Bild 3 zeigt links einen der ersten Wandler, der für Betriebsspannungen bis 7.500 V bestimmt war. Das Stromwandler-Sekundärwicklungen stets geschlossen sein müssen, war damals noch nicht erkannt. Es wurde erwähnt, dass mit einem Messgerät in mehreren Leitungen ohne hochspannungsseitige Umschaltungen gemessen werden kann, wenn nur jeder dieser Leitungen die Primärwicklung eines Stromwandlers eingeschaltet wird, an deren Sekundärwicklungen das Messgerät mit einem einfachen Umschalter angeschlossen werden kann. Rechts ist ein dreiphasiger Spannungswandler abgebildet. Die drei Hochspannungswicklungen bestehen aus mehreren nebeneinander angeordneten scheibenförmigen Teilschichten. Die Spannungswandler werden so bewickelt, dass die Sekundärspannung immer rund 125 V beträgt. [5]

Zur Isolierung wurde Luft sowie Stabilit und Kunstglimmer benutzt. Etwa 1906 baute man die Stromwandler schon als Topfwandler mit Öl- oder Massefüllung. (Bild 4)

Franz Schrottke, S & H, konstruierte 1900 den Stromtransformator Modell N51 (Bild 5). Der aus Blechen zusammengesetzte Eisenkern hat die Form eines Rechteckes und trägt auf seinen Schenkeln die aus vielen Windungen bestehende Sekundärspule, darüber die wenigen Windungen der Primärseite. Er wurde für Primärströme bis 1.000 A und Spannung bis 3.000 V gebaut.

1900 erhält G. Dietze in Meran, Südtirol, sein Patent „Gerät zum Anzeigen und Messen pulsierender oder wechselnder magnetischer Felder“, DRP 117605, und entwickelt 1902 den tragbaren Einleiterstromwandler in Zangenform, den Dietze-Anleger [15] (Bild 6).

Wandler für Hochspannungsanlagen wurden - wie bei Leistungstransformatoren schon üblich - mit Ölisolierung versehen. Bild 7 zeigt, dass die beiden Anschlüsse der drei Primärwicklungen zunächst mit getrennten Isolatoren durch den Ölkessel geführt wurden.

Solche Wandler hielten bereits Spannungen bis 30 kV aus. Recht bald wurde die Bedeutung der Hochspannungsmesswandler erkannt, und die Anforderungen an Genauigkeit, Prüf-



Bild 6: Strommessung mit Dietze-Anleger

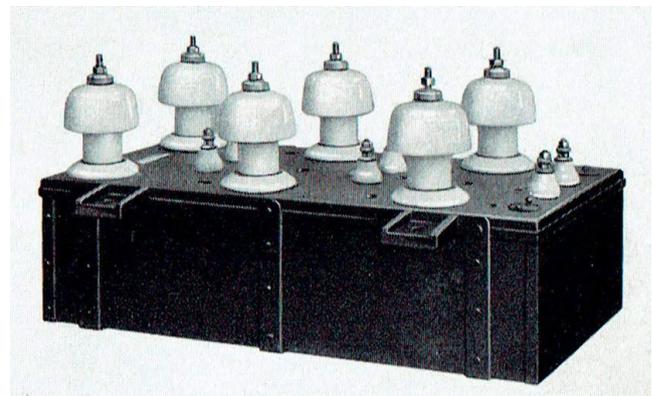


Bild 7: Ölisolierter Stromwandler, AEG, 1906

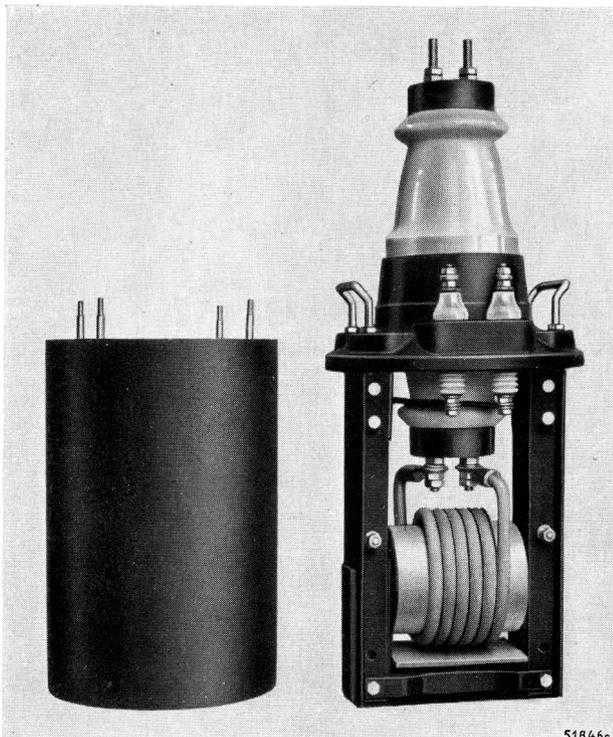


Bild 8: Universalwandler, AEG, 1907

spannung und Leistung führten bereits 1907 bei AEG zu einer Stromwandlerbauform, dem sogenannten Universalwandler (Bild 8), mit einem Stromfehler von nur noch 1 % bei einer Leistung von 45 VA. Als Isolation diente Transformatoröl. Die ursprüngliche Betriebsspannung 33 kV wurde bald durch Vergrößerung der Abmessungen auf 44 und 77 kV gebracht.

Für Spannungen bis 10 kV wurde die Ölfüllung 1908 durch eine Vergussmasse ersetzt, die im geschmolzenen Zustand unter Vakuum eingefüllt wurde. Sie hatte den Vorteil, dass die Wicklungen ohne besondere Maßnahmen gut gegen Verschiebung durch die dynamischen Wirkungen von Kurzschlussströmen gesichert waren (Bild 9).

Die Isoliermasse wurde später mit Quarzsand versetzt, um ihre Wärmeleitfähigkeit zu vergrößern. Für Einleiter-Durchführungsstromwandler wurde Hartpapierisolation unmittelbar auf den Kupferbolzen gewickelt (Bild 10), später wurde bei Stromstärken über 500 A Porzellanisolation verwendet.

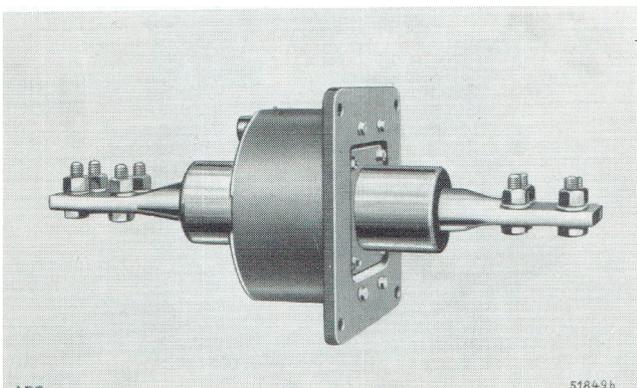


Bild 10: 10-kV-Stabstromwandler mit Hartpapierisolation, AEG

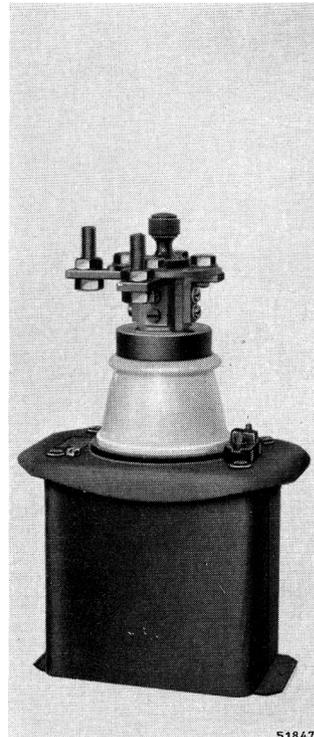


Bild 9: Umschaltbarer Stromwandler Form PF, AEG

Eine wesentliche Verbesserung der Leistung und der Kurzschlussfestigkeit brachte die Gegenmagnetisierung für den Stromwandlerbau der AEG (Vahl, DRP 528349 von 1925). Die Kernleistung stieg durch diese Kunstschaltung auf etwa das Zwei- bis Dreifache und es gelang, die hinsichtlich ihrer Kurzschlussfestigkeit unübertrefflichen Einleiterwandler für kleine Nennströme, als dies vorher möglich war, brauchbar zu machen. Durch Anwendung des gleichen Prinzips bei den Doppeldurchführungswandlern (Schleifenstromwandlern) (Bild 11) gelang es, auch für noch kleinere Primärströme Wandler sehr hoher Kurzschlussfestigkeit zu schaffen.

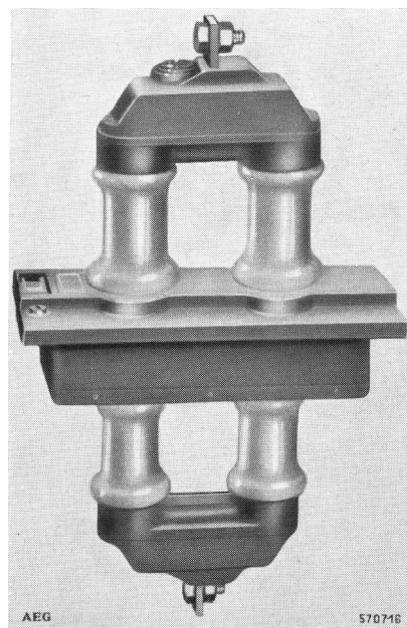


Bild 11: Schleifenstromwandler DS, AEG

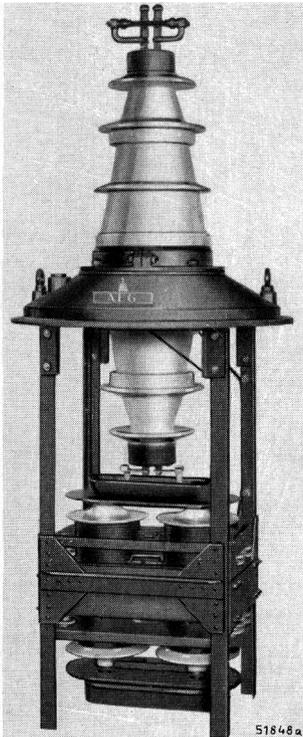


Bild 12: 110-kV-Topfstromwandler, AEG, 1911

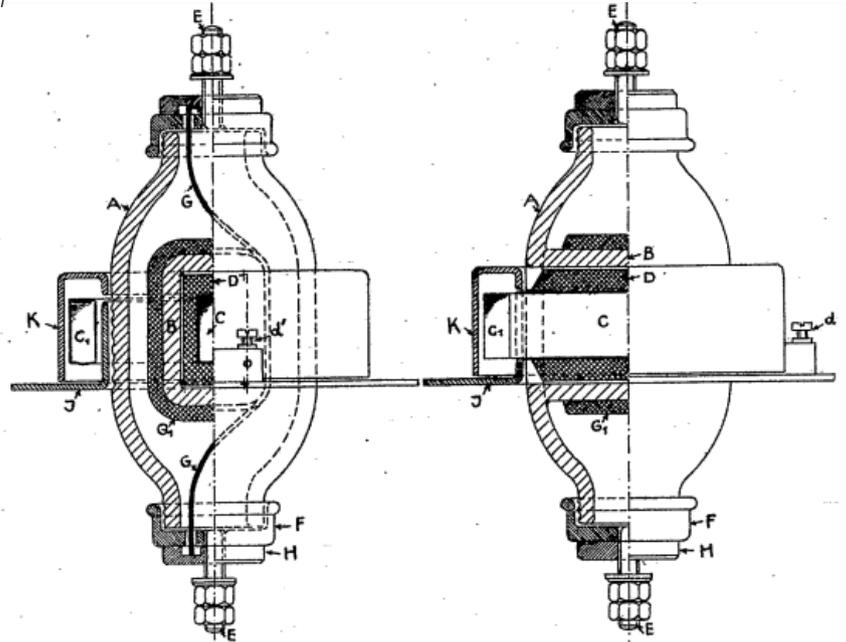


Bild 13: Querloch-Durchführungswandler, Koch & Sterzel, 1919

Im Jahre 1911 entstand bei der AEG der erste 110-kV-Stromwandler als Topfwandler (Bild 12), allerdings wieder mit Öl gefüllt.

Um einen wirksamen Schutz gegen Wanderwelle zu erreichen beginnt 1916 eine Diskussion über den Einsatz von ohmschen Parallelwiderständen an den Primäranschlüssen von Stromwandlern als Überspannungsschutz [10] und um 1925 wird dies fast immer realisiert.

1919 entwickelt Franz Joseph Fischer, Koch & Sterzel, Pat.-Nr. 325 495 (Bild 13), das Funktionsprinzip „Querloch“. Die mit reiner Porzellanisolierung versehenen Querlochwandler wur-

den für Nennströme von 5 bis 800 A und für Spannungen bis etwa 30 kV sowohl als Stützerstromwandler (Bild 14) als auch Durchführungsstromwandler (Bild 15) gebaut. [9] [11]

Bei Durchführungs- und Querlochwandler benutzte man mehrere Kerne mit Sekundärwicklungen zusammen mit einer gemeinsamen Primärwicklung und trennte Mess- und Relaisstromkreise, die ja ganz verschiedenen Bedingungen genügen müssen.



Bild 14: Querloch-Stützerstromwandler, Koch & Sterzel, 1919

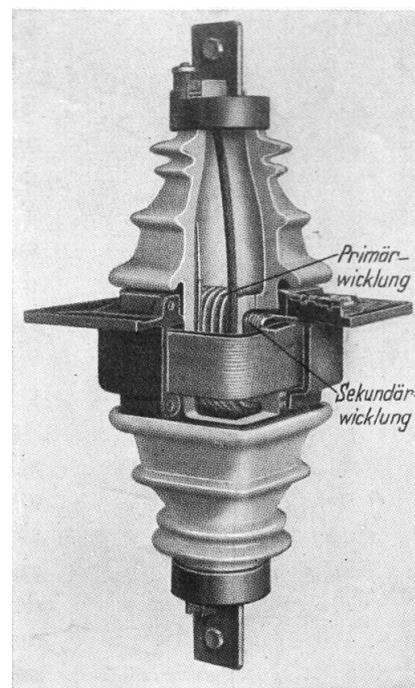


Bild 15: Querloch-Durchführungswandler, Koch & Sterzel

Das Sortiment Strom- und Spannungswandler von H&B aus dem Jahre 1921 zeigt *Bild 16*. [12]

Einen Stromwandler der Siemens Schuckert Werke aus dem Jahre 1925 zeigt *Bild 17*. Die technischen Daten lauten: 20/64 kV, 50 Hz, 20/5 A, 0,6 Ω , $n < 10$, Kl. 0,5

1929 entwickelt *Ferranti* zur Erfassung des Erdschlussstromes den nach ihm benannten Ferranti-Wandler (*Bild 18*), auch Ersatzstromwandler oder heute Kabelumbauwandler genannt. [15].

Die Isolation der Hochspannungswicklung der Mittelspannungswandler 6 bis 30 kV aus Öl bzw. Compoundmasse in Verbindung mit Papier führte bei den wachsenden Kurzschlussleistungen der Anlagen und den dadurch hervorgerufenen Zerstörungen solcher Stromwandler, die für die großen Kurzschlussströme nicht ausgelegt waren, zu unangenehmen

Begleiterscheinungen in Form von Brand und Verrußen. Daraus ergab sich die Notwendigkeit, trockenisolierte Wandler zu schaffen. Als idealer Isolierstoff für Trockenstromwandler wurde das Porzellan erkannt, das nur den einen Nachteil hat, dass zur Herstellung sehr hohe Temperaturen erforderlich sind. Der gesamte Isolierkörper muss also vor dem Aufbringen der Wicklungen usw. vollkommen fertiggestellt werden. Die Entwicklung führt bei der AEG dazu, dass ein U-förmiges Porzellanrohr (*Bild 19*) als Isolator für die Primärwicklung verwendet wird.

Die nachträgliche Einbringung der Wicklung in einen fertigen Isolierkörper ist aber immer mit gewissen Schwierigkeiten verbunden. Es wurden daher nach Konstruktionen nach mehrteiligen Porzellankörpern gesucht. Mit dem zweiteiligen Porzellankörper wurde von der AEG 1937 mit dem AL 10 eine brauchbare Verbindungsart ohne zusätzlichen Raumbedarf und ohne Vergussmassen angewandt (*Bild 20*) gefunden.

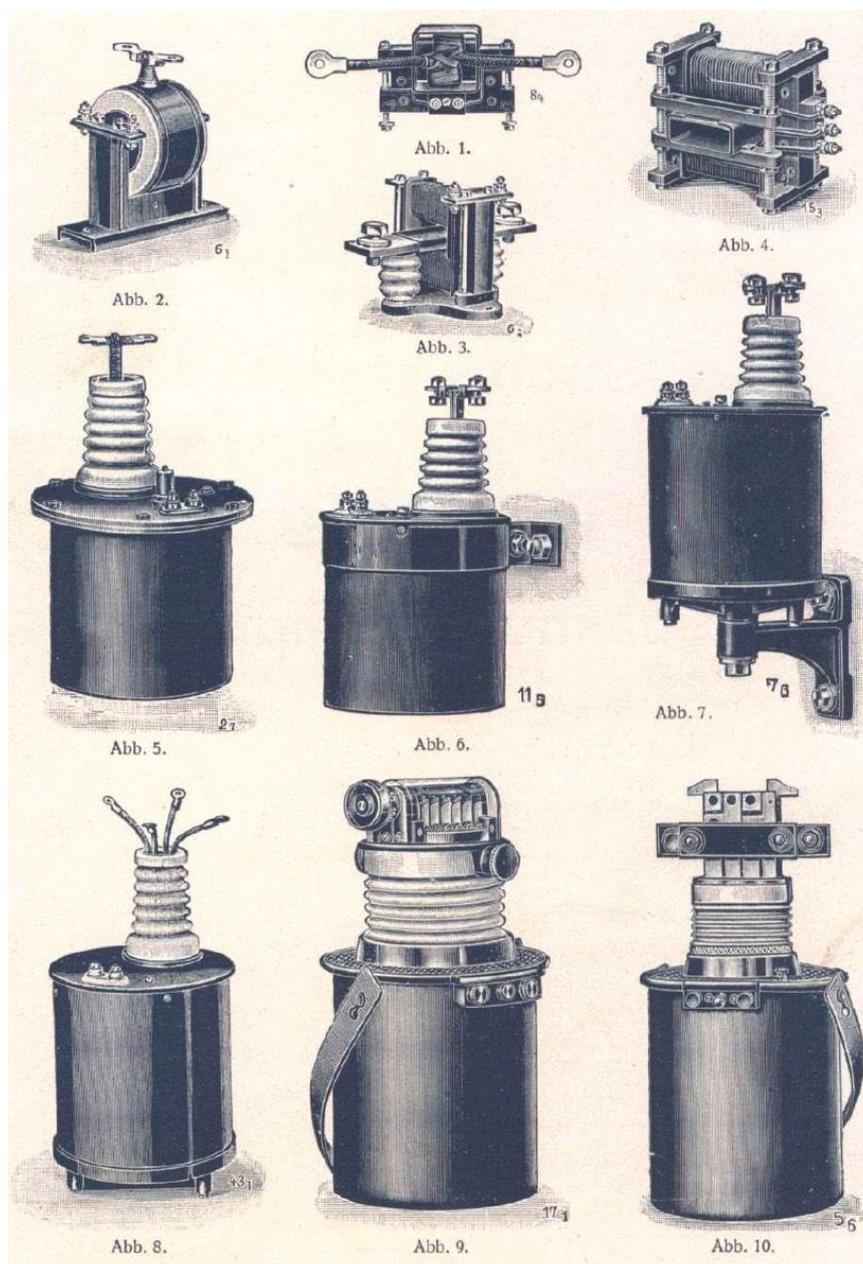


Bild 16: Sortiment Stromwandler, H&B, 1921



Bild 17: Stromwandler A20P1, SSW, 1925

Quellen

- [1] Katalog der Erzeugnisse der Firmen Siemens & Halske und Siemens-Schuckertwerke im Deutschen Museum zu München. Berlin 1906
- [2] Hermstein, W.: Entwicklungstendenzen im Wandlerbau. Elektrizitätswirtschaft 68(1969)8, 246–257
- [3] Imhof, A.: 100 Jahre Messwandler. Bull. ASE/UCS 70(1979)5, 228–236
- [4] Benischke, G.: Die wissenschaftlichen Grundlagen der Elektrotechnik. Verlag von Julius von Springer, Berlin 1918
- [5] Schweder, B.: Forschen und Schaffen. Beiträge der AEG zur Entwicklung der Elektrotechnik bis zum Wiederaufbau nach dem zweiten Weltkrieg. Band 1, 472 S.; Band 2, 472 S. u. Band 3, 520 S., Hrsg. AEG, Berlin 1965
- [6] Benischke, G.: Die wissenschaftlichen Grundlagen der Elektrotechnik. Verlag von Julius von Springer, Berlin 1918, 5. Aufl. 1920
- [7] Vorschriftenbuch des Verbandes Deutscher Elektrotechniker. Hrsg. Generalsekretariat des VDE, Dreizehnte Auflage, Stand: 31. Dezember 1925, Verlag von Julius Springer, Berlin: 1926
- [8] Rüdenberg, R.: Relais und Schutzschaltungen in elektrischen Kraftwerken und Netzen. Verlag von Julius Springer, Berlin 1929
- [9] Buchhold/Happoldt: Elektrische Kraftwerke und Netze. 3. Auflage 1956, Springer-Verlag
- [10] Wirtz, E.: Überspannungsschutz bei Stromwandlern. ETZ 37(1916)5, 69–70
- [11] Herold, H.; Hütter, W.; Issel, G.: 1904 bis 2004: 100 Jahre Messwandler aus Dresden. Ritz Messwandler Dresden, August 2004
- [12] Preisliste über Schalttafel-Meßgeräte, 11. Teil, Ti. Stromwandler, Te, Td, Ts, Spannungswandler, Hartmann & Braun A.-O., Frankfurt am Main, 1921
- [13] Goldstein, I.: Die Meßwandler ihre Theorie und Praxis. Verlag von Julius Springer, Berlin 1928

- [14] Walter, M.: Die Entwicklung der Strom- und Spannungswandler (Messwandler). Elektrizitätswirtschaft 65(1966)23, 710–717
- [15] Walter, M.: Strom- und Spannungswandler. Verlag von R. Oldenburg, München und Berlin 1937



Dipl.-Ing. Walter Schossig
 VDE Thüringen
 VDE AK07 „Relais- und Schutztechnik“ und
 Mitarbeit Ausschuss „Geschichte der
 Elektrotechnik“
info@walter-schossig.de
www.walter-schossig.de

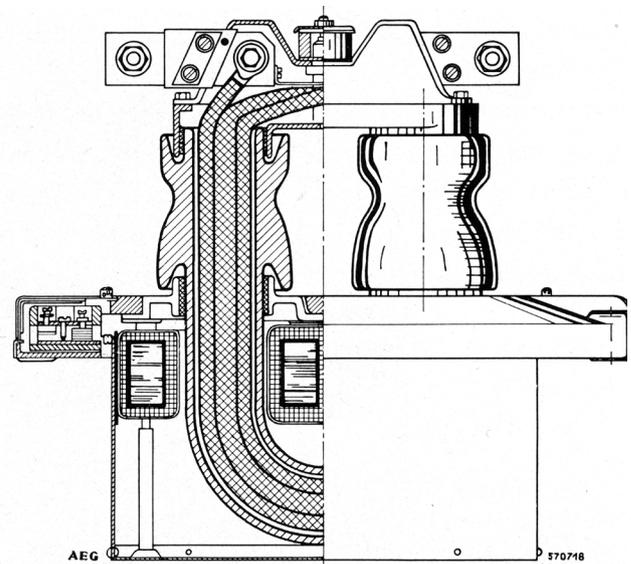


Bild 19: U-Rohr-Stromwandler, AEG, AP 10 und AP 20, 1937

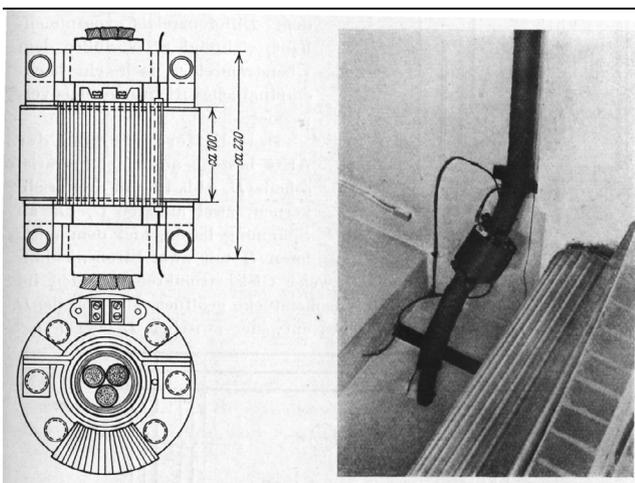


Bild 18: Ferranti-Wandler

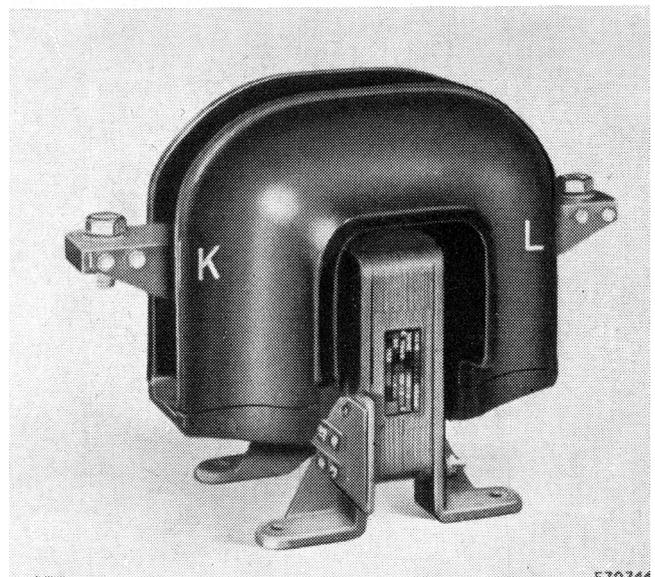


Bild 20: 10-kV-Stromwandler AL 10, AEG, 1937

■ Ihre Meinung interessiert uns

Liebe ETG Mitglieder,

unsere Einladung an Sie bleibt bestehen: Senden Sie uns geeignete Beiträge zur Veröffentlichung und nehmen Sie aktiv an der Kommunikation in der ETG teil.

Wenn Sie die Beiträge im ETG *journal* kommentieren möchten, dann schreiben Sie uns, am besten per E-Mail an etg@vde.com

Bitte halten Sie Ihren als **Leserbrief** gekennzeichneten Beitrag kurz, ansonsten behalten wir uns Kürzungen vor. Ein Anspruch auf Abdruck besteht nicht.

Wir freuen uns auf Ihre Zuschriften.

Ihre ETG Geschäftsstelle

■ ETG Newsletter

Liebe ETG Mitglieder,

seit 2012 versendet die ETG zwischen den Erscheinungsterminen des ETG *journals* in unregelmäßigen Abständen einen elektronischen Newsletter. Der Newsletter wird immer dann verschickt, wenn es aktuelle Informationen von der ETG gibt, maximal einmal pro Monat.

Dabei setzen wir eine „intelligente Technik“ ein: Jeder Empfänger erhält einen individuellen Newsletter, der nur die Artikel enthält, die seinen Interessen entsprechen. Bitte nutzen Sie das Online-Formular unter www.vde.com/etg-newsletter, um uns Ihre aktuellen Interessensgebiete mitzuteilen.

Viel Spaß beim Lesen!

■ ETG *journal* elektronisch

Liebe ETG Mitglieder,

nutzen Sie die energie- und ressourcenschonende Variante des ETG *journals* und schicken Sie uns bei Interesse bitte eine E-Mail mit Ihrer Mitgliedsnummer an etg@vde.com.

Ihre ETG Geschäftsstelle

Der Schutz Ihrer Daten ist uns wichtig. Unsere Datenschutzerklärung finden Sie unter www.vde.com/de/datenschutz

ETG Veranstaltungskalender 2023 / 2024

2023

27.–29. September, Karlsruhe
Fachtagung

27. Albert-Keil-Kontaktseminar
Kontaktverhalten und Schalten

17. Oktober, online
Webinar

Systemstabilität in der Stromversorgung
Einfach aber technisch korrekt erklärt

26. Oktober, Berlin
Workshop

High Voltage goes Green
Lösungen für eine nachhaltige und CO₂-neutrale Energieversorgung

7.–8. November, Nürnberg
Fachtagung

Fachtagung Flexible Erzeuger, Verbraucher und Speicher
Organisation unseres zukünftigen Energiesystems

8.–9. November, Wien
Fachtagung

Elektromechanische Antriebssysteme 2023

28.–29. November, München
Workshop

ETG CIRED Workshop 2023 (D-A-CH)
Innovationen im Verteilernetz

7.–8. Dezember, Dresden
Symposium

Rail.S/VDE Symposium 2023
Sicherheit und Zulassung elektrischer Bahnausrüstungen

2024

5.–6. März, Leipzig
Tutorial

ETG/FNN Tutorial Schutz- und Leittechnik 2024

12.–14. März, Düsseldorf
Fachtagung

CIPS 2024
13th International Conference on Integrated Power Electronics Systems

www.vde.com/de/etg/veranstaltungen

Herausgeber

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik
Informationstechnik e.V.
Energietechnische Gesellschaft (ETG)
Merianstraße 28
63069 Offenbach am Main

Tel. 0 69 / 63 08-346
etg@vde.com
www.vde.com/etg

