

# ETG Kongress 2021

Von Komponenten zum Gesamtsystem

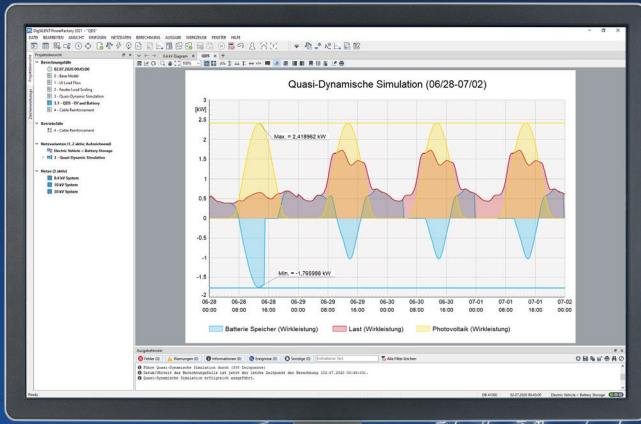
Wandel

**Technik**  
Akzeptanz

Richtlinien

**Engagement**  
für die Energiewende

Regulierung **Geschwindigkeit**  
Geschäftsmodelle  
Projektmanagement



## POWERFACTORY

# SICHERN SIE SICH IHRE KOSTENLOSE POWERFACTORY 2021 TESTVERSION!

### AUSGEWÄHLTE NEUE FUNKTIONEN

- Werkzeug für Verteilungsbetreiber zur optimalen Positionierung von Betriebsmitteln
- Modul zur Wirtschaftlichkeitsberechnung mit Energie-Analyse-Funktion für Erzeugungsanlagen
- Weiterentwicklung des Kraftwerkseinsatzoptimierungs-Moduls:
  - Parallelisierungsoption von (n-1)-Nebenbedingungen
  - Leistungsstarke Methoden zum Filtern wie z. B. von Nebenbedingungen
  - Berücksichtigung von harten und weichen Nebenbedingungen
  - Stufenregler für parallele Transformatoren
  - Optimierung (AC und/oder DC) von Kraftwerkseinsatz Schemata einschließlich Wasserkraftwerken, Batterien und allgemeinen Speichergeräten sowie von Reglern wie z. B. Phasenschiebern und HGÜs
- Betriebsfall-Manager mit flexiblen Optionen zur Anzeige und Bearbeitung von Betriebsfalldaten
- Varianten-Manager ermöglicht die Anzeige von Netzwerkvarianten und Ausbaustufen als Gantt-Diagramm
- Zahlreiche neue Betriebsmittelmodelle:
  - Submodellkonzepte für benutzerdefinierte Leistungselektronik-EMT-Modelle wie z. B. dreistufige Spannungs-Umrichter und Typ 3 MMC Modelle
  - Erweiterte Bibliothek für Leistungselektronik-Komponenten wie z. B. MMC-Ventil, IGBT mit antiparalleler Diode, Pulsegenerator, AC-DC-Verbindungselement

und vieles mehr ...



Für weitere Informationen besuchen Sie:  
[www.digilent.de/powerfactory](http://www.digilent.de/powerfactory)

In mehr als 160 Ländern tätig.

**POWER SYSTEM SOLUTIONS**

MADE IN GERMANY

## Liebe ETG Mitglieder,



willkommen zur Lektüre der Juli-Ausgabe unseres ETG *journals*! Wie üblich hat sich einiges getan seit unserer letzten Ausgabe, und wir freuen uns, Ihnen die spannenden Inhalte vorstellen zu können!

Aber natürlich gibt es auch Konstanten seit unserer letzten Ausgabe – zum Beispiel das Thema Corona... wo die Zeichen (aktuell zu Redaktionsschluss) endlich auf Besserung und Entspannung stehen, aber wo es eben immer noch zu früh und zu gefährlich wäre, das Ende der Pandemie auszurufen. Und so konnte ja auch unser ETG Kongress im Mai, statt vor Ort in Wuppertal, nur als Online-Veranstaltung stattfinden. Aber auch so war der ETG Kongress ein voller Erfolg – mit einem vollen Programm (110 Vorträge und 48 Poster), vielen Diskussionen, und sogar einem kleinen Abendprogramm! Ich möchte hier noch einmal allen Beteiligten für die viele Arbeit und das Engagement danken, das diesen Erfolg ermöglicht hat: dem gesamten Programmausschuss, der sehr effizient und effektiv (und natürlich auch rein online) gearbeitet hat, dem Konferenzservice für die reibungslose Organisation und Durchführung, aber vor allem den Autorinnen und Autoren der Beiträge für ihre qualitativ hochwertige Arbeit, sowie allen Teilnehmenden für Ihr Interesse! Besonders erfreulich ist, dass wir mit gut 320 Teilnehmenden eine deutliche Steigerung verzeichnen konnten; wir sind gespannt, welche Marke wir dann am 10. und 11. Mai 2023 setzen können, wenn der nächste ETG Kongress wirklich in Wuppertal stattfinden wird!

Inhaltlich hatte der ETG Kongress mit dem Motto „Von Komponenten bis zum Gesamtsystem für die Energiewende“ ins Schwarze getroffen: in den Wochen vor dem Kongress haben ja zahlreiche Entscheidungen der Politik z. B. auf europäischer Ebene („EU Green Deal“) und in Deutschland, aber auch in den USA, sowie andere Schlagzeilen die Relevanz und Brisanz der Energiewende noch einmal verdeutlicht. Wir alle, als Gesellschaft, müssen die Transformation energischer vorantreiben und beschleunigen. „Wandel“ und „Geschwindigkeit“ sind zentrale Schlagworte, die sich durch viele Sessions und Diskussionen gezogen haben. Und sollten dabei nicht nur auf Klimakrise und Generationenkonflikte als Gründe und Motivation schielen, sondern stärker auch die positiveren Aspekte in den Vordergrund stellen: Es gibt vielfältige Lösungen, die uns in der Energiewende voranbringen können – technisch sowieso, im Kleinen (Komponenten) wie im Großen (Gesamtsystem), und in vielen Fällen auch wirtschaftlich. Und erstaunlich viele dieser Lösungen sind heute bereits verfügbar und harren der Implementierung – was viele Diskussionen auf dem ETG Kongress gezeigt haben. Es braucht mehr Tatkraft und Engagement für die Umsetzung bestehender Lösungen. Dann oft weniger bei technischen Grundlagen, sondern eher im regulatorischen und geschäftlichen Umfeld – und bei der gesellschaftlichen Akzeptanz.

Hier können wir alle auch einen Beitrag leisten! Wir sind Teil der Gesellschaft, und mit unserem Fachwissen sollten wir ruhig fundierte Diskussionsbeiträge liefern – nicht nur im eigentlichen Job, auch darüber hinaus. Wie zum Beispiel durch das Engagement in der VDE ETG; an dieser Stelle ein expliziter und herzlicher Dank an alle Aktiven in unseren Fachgremien!

Wobei sich hier eine konkrete, und wachsende Sorge aufdrängt: Der Fachkräftemangel. Auch auf der Mitgliederversammlung wurde, leider zum wiederholten Male, über sinkende Mitgliederzahlen und anhaltend niedrige, wenn nicht immer weiter sinkende Studierendenzahlen in den Ingenieurwissenschaften gesprochen. Unsere Mitgliederzahlen sind gesamtgesellschaftlich gesehen natürlich ein eher marginales Problem... die niedrigen Studierendenzahlen aber nicht! Mit dem Ausmaß der Energiewende vor Augen, wo wir in nie dagewesener Geschwindigkeit Erzeugungskapazität aufbauen, mit dem Netzausbau nicht hinterherkommen, und dazu den ganzen Sektor komplett digitalisieren müssen, und mit den zunehmenden Erwartungen an die Geschwindigkeit dieses Wandels: Wer soll eigentlich die Arbeit machen? Mit der erforderlichen Sorgfalt, denn bei der Energieversorgung geht es um eine immer zentralere und unverzichtbare Infrastruktur für unser komplettes wirtschaftliches und gesellschaftliches Leben? Hier gibt es offensichtlich, neben der ungünstigen demografischen Entwicklung im Allgemeinen, ein spezifisches „Imageproblem“ in den Ingenieurwissenschaften. Dabei wird hier die Zukunft gebaut! Auch dies ist ein Thema, in dem wir alle einen Beitrag leisten können – persönlich, und auch als VDE ETG. Lassen Sie uns gemeinsam neue Ideen und Aktionen entwickeln und umsetzen, um hier aktiv(er) zu werden!

*Ihr*  
*Dr.-Ing. Michael Schwan*  
*ETG Vorsitzender*

<a href="#">Editorial</a>	3		
<a href="#">TITELSTORY</a>	6	<b>Best-Paper-Award</b>	<b>29</b>
<b>Virtueller ETG Kongress 2021</b>		<b>E2</b>	Optimale sektorenübergreifende Eigenversorgung von typischen Energiezellen auf Niederspannungsebene . . . . . 30
Zahlreiche Themen rund um die Energiewende betrachtet . . . . . 6		<b>E3</b>	Synchronous condensers causing transient instability in a highly stressed grid . . . . . 34
		<b>E4</b>	Future grid load with bidirectional electric vehicles at home . . . . . 38
		<b>E5</b>	Identification of relevant local grid stations for a smart grid automation system . . . . . 42
<b>T</b> <a href="#">TECHNIK UND TRENDS</a>	10	<b>ETG Task Forces</b>	
<b>ETG Task Force „Zukunftsbild Energie“</b>		<b>E6</b>	Neue ETG Task Force: Der Digitale Zwilling in der Elektrizitäts- und Netzwirtschaft . . . . . 46
<b>T1</b> Zwischenbericht mit Fokus auf Vision 2050 . . . . . 10		<b>E7</b>	Flexibilisierung des Energiesystems . . . . . 47
<b>VDE Impuls</b>		<b>E8</b>	Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen . . . . . 48
<b>T2</b> 7 Thesen zur Flexibilisierung des Energiesystems . . . . . 16		<b>E9</b>	ETG-Mitgliederversammlung 2021 . . . . . 49
<b>T3</b> Disruption „PowerRoad 2.0“ – Den Weg in die Zukunft des Stromnetzausbaus vereinfachen durch Infrastrukturbündelung der Energienetze mit Bundesfernstraßen . . . . . 19		<b>E10</b>	Neuer ETG ITG Fachausschuss „Zellulare Energiesysteme“ . . . . . 51
		<b>ETG Veranstaltungen</b>	
<b>E</b> <a href="#">ETG AKTUELL</a>	22	Vorschau 2021 . . . . . 52	
<b>ETG Fachbereich A2</b>		<b>Vorschau ETG Veranstaltungen</b>	
<b>E1</b> Wabenstruktur zur Elektromobilität (Teil 3) . . . . . 22		<b>E11</b> High Voltage Goes Green . . . . . 53	
<b>ETG Literaturpreis</b>	<b>26</b>	<b>Rückblick ETG Veranstaltungen</b>	
<b>Herbert-Kind-Preis</b>	<b>28</b>	<b>E12</b> Online-Fachtagung „Hochautomatisierter Netzbetrieb“ . . . . . 54	
Preisaufrufe 2022 . . . . . 28		<b>E13</b> Energieversorgung neu denken! . . . . . 56	
		<b>E14</b> Rail.S/VDE Symposium Elektrische Fahrzeugantriebe und -ausrüstungen . . . . . 58	

<p><b>I</b> <u>INTERNATIONALES</u> 60</p> <p><b>I1</b> Aktuelle Informationen aus CIRED . . . . . 60</p> <p><b>I2</b> Aktuelle Informationen aus dem Deutschen Komitee der CIGRE . . . . . 61</p> <p><b>F</b> <u>FNN AKTUELL</u> 62</p> <p><b>F1</b> Aktuelles aus dem Forum Netztechnik/Netzbetrieb (VDE FNN) . . . . . 62</p> <p><b>S</b> <u>ENERGIEWENDE-SPLITTER</u> 68</p> <p><b>S1</b> Politik und Regulierung . . . . . 68</p> <p><b>S2</b> Industrie und Forschung . . . . . 71</p> <p><b>S3</b> International . . . . . 71</p> <p><b>G</b> <u>GRUNDLAGEN DER ELEKTROTECHNIK</u> 72</p> <p><b>G1</b> Wie gelangt die elektrische Energie zum Verbraucher? Fließt die Energie wirklich durch die Anschlussdrähte? (Teil I) . . . . . 72</p>	<p><b>H</b> <u>HISTORIE DER ELEKTROTECHNIK</u> 75</p> <p><b>25 Jahre Elektrische Wiedervereinigung Deutschlands</b></p> <p><b>H1</b> Netztechnische Maßnahmen zur Wiedervereinigung des Verbundnetzes in Deutschland . . . . . 75</p> <p><b>L</b> <u>LESERFORUM</u> 80</p> <p><b>L1</b> Leserbrief von Prof. Dr.-Ing. Andreas Böker . . . . . 80</p> <p><u>Veranstaltungskalender</u> 83</p>
---	--



## Virtueller ETG Kongress 2021

### Zahlreiche Themen rund um die Energiewende betrachtet

Zwei Jahre nach dem letzten ETG Kongress in Esslingen als Präsenzveranstaltung ging Mitte Mai 2021 diese zweitägige Veranstaltung erstmals virtuell „über die Bühne“ und nicht wie ursprünglich geplant in Wuppertal. Die Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) bündelt mit mehr als 12.000 Mitgliedern die Fachkompetenz der Energietechnik von der Erzeugung, Übertragung, Verteilung bis hin zu den vielfältigen Anwendungsfeldern. Das breitgefächerte Aufgabengebiet der ETG spiegelte sich auch im Kongressprogramm unter dem Motto „Von Komponenten bis zum Gesamtsystem für die Energiewende“ wider. Ziel war es, gemeinsam die neuesten Innovationen, Entwicklungen und Erfahrungen zur Energiewende zu diskutieren. Erfreulich war der rege Zuspruch zu diesem Veranstaltungsformat mit einem Zuwachs in allen Segmenten gegenüber der letzten gleichnamigen Veranstaltung: 320 Teilnehmer, 24 Vortragsessions mit 110 Beiträgen und eine umfangreiche Postersession.

Die aktuelle Pandemielage dürfe nicht den Blick auf andere Themen verdrängen, die nach wie vor ihre Relevanz und auch Dringlichkeit haben, waren Leitgedanken, die sich auch im Tagungsprogramm widerspiegelten – so auch die Transformation des Energiesektors hin zu einem nachhaltigen, vernetzten und digitalisierten Systemverbund. Hier gelte es, zügig zu handeln, konkrete Innovationen in der Praxis umzusetzen und

gleichzeitig ein neues Zielbild für die langfristige Entwicklung zu entwerfen sowie Weichen entsprechend zu stellen. Nicht als Parallelveranstaltungen, sondern als jeweils eigenständige Präsentationen stellten deshalb zwei VDE ETG Task-Forces das „Zukunftsbild Energie“ und die „Intelligente Ladestruktur“ vor. Ein eigenständiger Block widmete sich außerdem den „Kernaussagen zur Entwicklung der Stromerzeugung und -speicherung“.

In allen fünf Themenschwerpunkten wurden jeweils parallel bis zu fünf Vortragsblöcke bzw. Expertenforen angeboten. Dass das Programmteam die Interessen der Teilnehmer gut „vorhergesehen“ hatte, zeigte sich in einem relativ gleichmäßigen Zuspruch zu allen Vorträgen.

#### Statement zu den wesentlichen Kongressthemen

Dr.-Ing. Michael Schwan (Siemens AG), ETG Vorsitzender und diesjähriger Kongressleiter, sprach eingangs die Hoffnung aus, dass man sich demnächst wieder physisch treffen könne. Mit Blick auf das Kongressthema forderte er aktuell das Engagement aller ein, um die Energiewende und Dekarbonisierung voranzutreiben. „Die Erderwärmung ist schwer zu bremsen und in der Politik gibt es viel Bewegung: Das beginnt bei der Biden-Administration in den USA, wo wieder Klima-

themen auf die Agenda gekommen sind, und setzt sich mit dem Green Deal der Europäischen Union und dem aktuellen Urteil des Bundesverfassungsgerichts zur Klimapolitik in Deutschland fort“, erläuterte M. Schwan.

Hier sind nach seiner Einschätzung Konzepte wichtig, um ein Bild zu entwickeln, wie die Energiewende aussehen kann. „Wir haben schon heute viele technische Lösungen und wirtschaftliche Potenziale parat“, erklärte der Vorsitzende mit Blick auf seinen Verband. „Wir müssen die Knackpunkte überwinden, nach Lösungen suchen und an den Rahmenbedingungen arbeiten.“

Tagungsleiter Schwan forderte die Politik auf, „eine Regulierung hinzubekommen, welche die Energiewende weiter nach vorne bringt.“ Damit verbunden seien auch der öffentliche Personennahverkehr und die Elektromobilität. Denn für die Verknüpfung aller Mobilitätskonzepte brauche man Strom. „Der wichtigste Punkt ist die Digitalisierung des Energieversorgungssystems“, erklärte Schwan und stellte Gemeinsamkeiten zu Industrie 4.0 heraus. Bei den Komponenten – in Anspielung auf den Tagungstitel – seien alle Schutzmaßnahmen wichtig. Das betreffe sowohl den Schutz gegen elektrischen Schlag und für Menschen, die in den Anlagen arbeiten. „Mit der Digitalisierung wird das alles viel, viel komplizierter und hier brauchen wir komplett neue Konzepte, um die Mitarbeiter in den Anlagen zu schützen“, führte Schwan aus. Bezogen auf die VDE Mitglieder wünschte er sich, dass das, was diese in Forschung und Entwicklung erarbeiten, auch umgesetzt wird: „Das ist die Grundlage für die Energiewende!“ Mit der griffigen Ansage „es bleibt viel zu forschen und zu diskutieren“ eröffnete er den Fachkongress.

In seinen anschließenden Grußwort stellte Dr. Bernhard Thies, Vorsitzender VDE BV Bergisch Land – Südwestfalen, heraus, dass das Engagement der ETG Mitglieder die wissenschaftliche Arbeit vor Ort praktisch umsetzen werde!

## Praxisnahe Keynotes zum Auftakt

Der fachliche Teil startete mit der Keynote von Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler (Executive Vice President und CEO New Energy Business bei Siemens Energy) in seiner Funktion als Präsident des VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.) „Dekarbonisierung – Zweite Stufe der globalen Energiewende“ lautete der Titel seines Statements.

Anhand von Beispielen „seines“ Unternehmens Siemens Energy beschrieb er die drastischen Änderungen der letzten Jahre. Als erstes Beispiel benannte er Siemens als einen der einstigen Weltmarktführer bei Vermittlungsstationen für die Telefonie. Man erkannte das Internetprotokoll zwar als eine interessante Technik – aber den Wandel in die IP-Technik versäumte man. Innerhalb weniger Jahre gingen im Unternehmen 25.000 Arbeitsplätze verloren.

„Deshalb müssen wir uns endgültig mit der Tatsache auseinandersetzen, dass die alte Energiewelt vorbei ist“, fasste Schnettler den Rückblick zusammen. Siemens Energy ist einer der Weltmarktführer bei großen Gasturbinen, denen noch vor wenigen Jahren ein großes Wachstum vorausgesagt worden war. Dieser Markt ist eingebrochen. „Heute könnte im Prinzip jeder der führenden Hersteller alleine den Weltmarkt bedienen“, sagte er. Change und Geschwindigkeit in der Umsetzung seien heute die großen Wettbewerbsfaktoren.

Die Kostenentwicklung bei den Erneuerbare-Energie-Anlagen habe dazu geführt, dass Siemens aus dem Neuanlagengeschäft von Kohlekraftwerken aussteigt. Bei der Stromerzeugung seien heute Low- oder Zero-Emission wesentliche Eckpunkte.

Bei der aktuellen Diskussion über Elektrifizierung stehe der „grüne“ Strom im Fokus – sowohl zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen als auch beim CO<sub>2</sub>-„Fußabdruck“.

Heute sind 20 % bis 25 % des Weltenergieverbrauchs elektrifiziert und der Trend geht in Richtung 49 % oder sogar 50 %. Im Hinblick darauf, dass „grüne Energie“ zwischengespeichert werden muss, sieht Schnettler das grüne Wasserstoffmolekül als deren Grundlage – vor allem mit Blick auf die Sektorenkopplung. „Die CO<sub>2</sub>-Minderungsziele werden zuerst erreicht durch grüne Wasserstofftechnologie“, erläuterte Schnettler

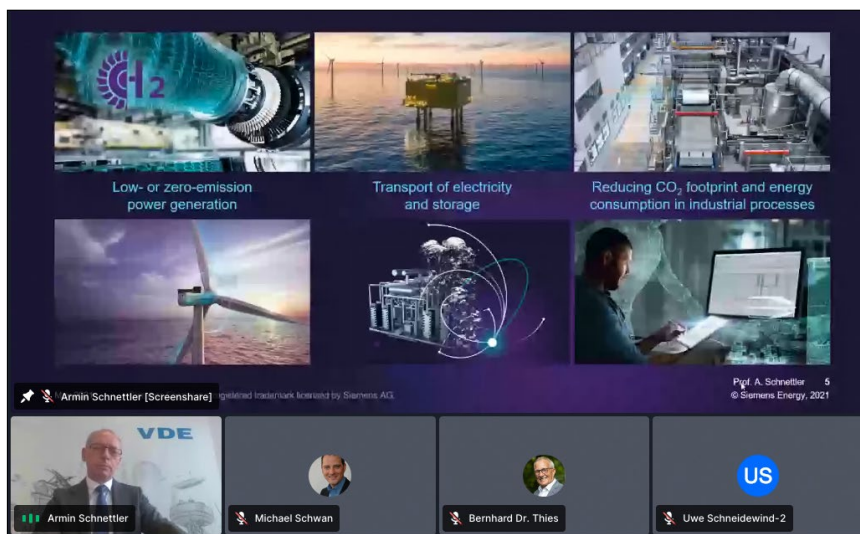


Bild 1: Keynote Schnettler

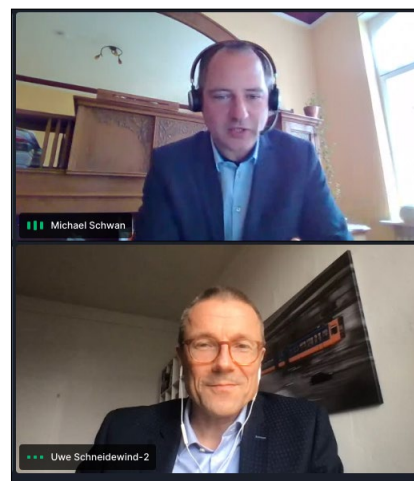


Bild 2: Keynote Schneidewind

mit Blick auf eine weltweite Wasserstoffwirtschaft. Studien zufolge würden Investitionen in Höhe von 300 Milliarden Euro bis zum Jahr 2030 erwartet. Wichtig sei die Wettbewerbsfähigkeit – es dürfe keine Subventionswirtschaft aufgebaut werden.

„Wir brauchen grünen Strom, um schneller zu sein! Wenn wir heute nicht anfangen, ist es morgen vielleicht zu spät“, erklärte Schnettler abschließend. Hierbei sei der VDE eine hervorragende Plattform für den Austausch in der Community.

Die zweite Keynote befasste sich mit den Herausforderungen einer kommunalen Energiewende. Deren Redner Prof. Dr. Uwe Schneidewind ist seit einem halben Jahr Oberbürgermeister der Stadt Wuppertal und kann auf langjährige wissenschaftliche Aktivitäten zurückblicken. Denn er war zehn Jahre lang Präsident und wissenschaftlicher Geschäftsführer des Wuppertal Instituts und Professor für „Innovationsmanagement und Nachhaltigkeit“ am Fachbereich Wirtschaftswissenschaften der Bergischen Universität Wuppertal.

„Ich möchte Sie für die nichttechnischen Aspekte der Energiewende – gerade im kommunalen Bereich – sensibilisieren“, erklärte er eingangs. Dazu zählten drei Dimensionen, die für die Umsetzung der Veränderungsprozesse essenziell seien. Eine sei die technologische Dimension, die ganz zentral innerhalb des ETG Kongresses vorgestellt werde, weiterhin die ökonomische Komponente sowie die kulturelle Dimension. „Denn nur, wenn der Wertewandel und die grundsätzliche Akzeptanz für das, was passiert, sich in der Gesellschaft weiterentwickelt, werden auch politische Rahmenbedingungen eine Durchsetzungsfähigkeit haben“, gab Schneidewind seine Einschätzung ab. Anhand von Beispielen aus dem kommunalen Bereich ging der Keynote-Sprecher praxisnah auf seine Themen ein und schloss mit der Aussage, dass die ETG eine hervorragende Plattform für das interdisziplinäre Zusammenwachsen sei.

### ETG MITGLIEDERVERSAMMLUNG: Bilanz der bisherigen Aktivitäten und Blick in die Zukunft

Der Vorsitzende der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (VDE ETG), Dr.-Ing. Michael Schwan, berichtete auf der Mitgliederversammlung im Rahmen des ETG Kongresses 2021 über die Aktivitäten der ETG in den vergangenen zwei Jahren und gab ein Update zu den aktuellen Entwicklungen. Eingangs ging er auf die Mitgliederentwicklung ein, wobei erfreulicherweise derzeit verstärkt Jungmitglieder gewonnen werden konnten.

Auf fachlicher Ebene stellte Schwan den neuen Fachausschuss „Zellulare Energiesysteme“ vor. Dieser beschäftigt sich mit einem der ETG Basisthemen, nämlich der Energiewende, die sich vor allem in den Verteilnetzen manifestiert. „Dieser Themenkomplex wird damit in unserer Verbandsarbeit sichtbarer und wir wollen unseren Beitrag dazu leisten, dass wir als energiewirtschaftlicher Sektor beim Umbau der Systeme schneller werden“, erklärte Schwan. Darüber hinaus wolle man auch in die Fachöffentlichkeit und Politik vermitteln. „An Engagement mangelt es nicht“, erklärte der Vorsitzende mit Blick auf das Arbeitsprogramm 2021.

Bezüglich einer Bilanz der Veranstaltungen in den Jahren 2019 und 2020, die nach einer coronabedingten Pause, ab

September 2020 nur im Online-Format stattfinden konnten, zeigte sich Schwan dennoch zufrieden. Online-Veranstaltungen konnten zum Teil einen größeren Zuspruch verzeichnen als Präsenzveranstaltungen. „Zum aktuellen ETG Kongress haben sich sogar mehr als 320 Teilnehmer angemeldet“, bilanzierte der ETG Vorsitzende. Zukünftig sind auch Termine im Hybridmodus geplant, um von dem positiven Zuspruch zu „digitalen“ Veranstaltungen profitieren zu können. Eine Übersicht der ETG Veröffentlichungen vervollständigte den Bericht.

Die neuen Mitglieder im ETG Vorstand für die Wahlperiode 2020 bis 2022 nahmen die Gelegenheit wahr, sich dem Publikum vorzustellen und auf ihre Themenschwerpunkte hinzuweisen. Dr.-Ing. Stefan Küppers (Westnetz GmbH) nannte die Elektromobilität, den Ausbau der Netze und die Speicherung von Energie. Dr.-Ing. Karsten Viereck (Maschinenfabrik Reinhausen) griff sich aus einigen geplanten Schwerpunkten die innovative Netzführung und die Cyber-Security heraus. Grundsätzlich möchte er aktuelle Themen für die ETG Mitglieder aufbereiten.

„Grüner Wasserstoff wird im dekarbonisierten Energiesystem der Zukunft eine wichtige Rolle spielen“, leitete Schwan einen Themenkomplex ein, den er ausführlich vorstellte. Denn zukünftig sollen die elektrische Erzeugung, die direkte Nutzung und auch die Rückverstromung von grünem Wasserstoff begleitet werden. Dabei muss die Infrastruktur für Transport, Verteilung und Speicherung von Wasserstoff seines Erachtens weiter entwickelt werden. Auch die Sektorenkopplung werde in diesem Zusammenhang eine wichtige Rolle spielen. Mit Blick auf die Politik forderte Schwan: „Es muss auch ein passender Regulierungsrahmen vorliegen.“

Im letzten Tagesordnungspunkt wurden die neuesten ETG Task Forces vorgestellt, die sich überaus aktuellen Themen widmen und für die noch „Mitstreiter“ gesucht werden:

- Der Digitale Zwilling in der Elektrizitäts- und Netzwirtschaft,
- Flexibilisierung des Energiesystems und
- Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen.

Interessenten können ihr Interesse an einer Mitwirkung via E-Mail [etg@vde.com](mailto:etg@vde.com) bekunden.

### Positives Resümee des Vorsitzenden und des Geschäftsführers

Zum Abschluss des Kongresses zog ETG Vorsitzender Michael Schwan ein durchweg positives Resümee des virtuellen Kongresses. Aufgrund der Rückmeldungen könne er diese Aussage treffen.

Er dankte dem Programmausschuss, der den fachlichen Teil auf die Beine gestellt habe, und dessen Arbeit nicht weniger intensiv war, als bei einem Vor-Ort-Kongress. Ein herzlicher Dank ging ebenfalls an den VDE Konferenz-Service, der für einen reibungslosen Ablauf gesorgt habe. Der positiven Bewertung schließt sich ETG Geschäftsführer Dr.-Ing. Thomas Benz an: „Mich hat besonders die hohe Anzahl an qualitativ hochwertigen Beiträgen sowie die deutliche Steigerung der Teilnehmenden gefreut. Die frühe Entscheidung, den ETG Kongress rein digital durchzuführen, hat sich als richtig erwiesen.“

## Breitgefächertes Programm wurde unterschiedlichen Interessensgebieten gerecht

Den Verantwortlichen der Energietechnischen Gesellschaft ist es wiederum gelungen, ein breitgefächertes Programm zu erstellen, das den unterschiedlichen Interessensgebieten der Teilnehmer gerecht wurde. Dabei kamen die beiden Schwerpunkte aus dem technischen Bereich – beispielsweise die Energieversorgung der Zukunft und die Herausforderungen der Infrastruktur für die Elektromobilität – als auch energiepolitische Themen zur Sprache. Ein weiterer Fokus wurde – wie bei der ETG üblich – auf wissenschaftliche Fragestellungen und die Vorstellung von Forschungsergebnissen gelegt. Zahlreiche Referenten aus Wissenschaft und Forschungseinrichtungen nutzten die Gelegenheit, ihren „Elfenbeinturm“ zu verlassen, um ihre Ergebnisse dem Fachpublikum vorzustellen. Damit wurde man sicherlich auch den Erwartungen von Studierenden und „Berufsstärtern“ gerecht, die anhand der Teilnehmerliste zahlreich zu identifizieren waren. Mancher Vortrag wurde alleine schon akademischen Ansprüchen aufgrund seines Titels gerecht, wie das Beispiel „Prädiktive Trajektorienoptimierung und Speichersteuerung in Intralogistiksystemen zur Senkung der Netzbelastung“ anschaulich beweist.

Auch auf den ersten Blick „exotische“ Themen fanden Einzug in das Kongressprogramm. Beispielhaft soll der vorrangig von Airbus-Experten erstellte Vortrag „Aircraft electrical system for carbon free flight – Technology Review“ – also „Flugzeugelektriksysteme für einen kohlenstofffreien Flug – Technologieüberblick“ – genannt werden. Nach Ansicht der Autoren haben beispielsweise Fridays for Future und die Corona-Pandemie auch technische Entwicklungen beeinflusst. Diese Ereignisse hätten das Potenzial, das zukünftige Design von Flugzeugen (Systemen) zu beeinflussen. Es seien bahnbrechende Lösungen erforderlich, die einen kohlenstofffreien Flug, eine schnelle Neukonfiguration und Anpassungsgeschwindigkeit ermöglichen. Anhand von sieben Größen wurden die Auswirkung auf das Bordnetz des Flugzeugs aufgrund des Bedarfs an bahnbrechenden Lösungen bewertet. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass der Forschungsaufwand in einigen Dimensionen reduziert werden kann, während in anderen empfohlen wird, ihn zu erhöhen.

ETG Vorsitzender Schwan vertrat in seinem Schlussstatement die Ansicht, dass die Geschwindigkeit bei der Umset-



Bild 3: Airbus

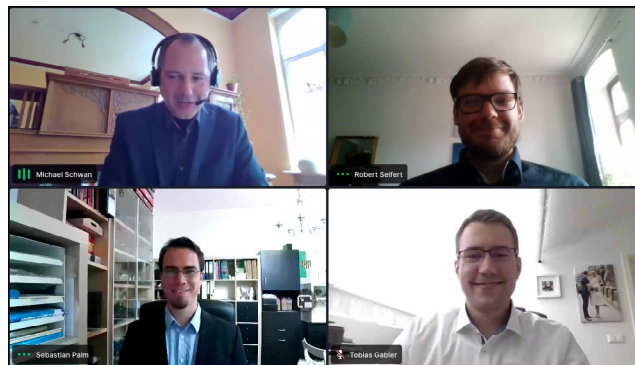


Bild 4: Literaturpreise

zung der Problemlösungsansätze im Moment nicht adäquat ist: „Wir müssen schneller werden! Wenn wir in Deutschland bis zum Jahr 2045 klimaneutral sein wollen, dann muss die Stromerzeugung mit Sicherheit in einer Größenordnung von fünf Jahren früher – also 2040 – komplett CO<sub>2</sub>-frei sein. Das sind keine 20 Jahre mehr! Das ist noch eine ziemliche Herkulesaufgabe.“

Bezugnehmend auf die Energiewende stellte Schwan fest, dass dies ein Prozess ist und in diesem Prozess war Deutschland seiner Einschätzung nach einmal gut unterwegs. „Nicht umsonst hat sich unser deutsches Wort Energiewende in weiten Teilen der Welt festgesetzt. Mittlerweile haben wir da vielleicht etwas nachgelassen und verloren im internationalen Vergleich. In Summe stehen wir – und fast auch alle anderen Länder – definitiv ja noch am Anfang“, zog Schwan ein Fazit.

Er schloss mit dem Aufruf, sich mit Engagement für die Energiewende stark zu machen, in den Unternehmen daran zu arbeiten – aber auch jeder solle sich persönlich hier einbringen. „Damit wir die Geschwindigkeit auf die Straße bringen, damit wir den Wandel gestalten können und damit die Technik weiter funktioniert“, erklärte Schwan. Man müsse Akzeptanz bekommen und die Energiewende müsse auch bezahlbar bleiben. „Das ist natürlich auch ein Anspruch, den wir als ETG verfolgen.“

Die ETG will beim nächsten Kongress eine Rückschau halten, wie die Bilanz der zwei abgelaufenen Jahre aussieht. Hier schon einmal das Save the Date für den nächsten ETG Kongress: 10. bis 11. Mai 2023 in der Stadthalle Wuppertal.

Die Verleihung der ETG Literaturpreise und des Herbert-Kind-Preises fiel aufgrund der Corona-Situation im letzten Jahr aus und wurde im Rahmen des ETG Kongresses nachgeholt.

„Wer vieles bringt, wird manchem etwas bringen, und jeder geht zufrieden aus dem Haus“, lässt Goethe den Direktor in seinem Faust ausführen. So könnte aufgrund des breiten Themenspektrums auch die Bilanz des zweitägigen ETG Kongresses lauten.

[www.etg-kongress.com](http://www.etg-kongress.com)



Günter Fenchel  
Dipl.-Ing. Günter Fenchel,  
Fachjournalist, Dietzenbach

## ETG Task Force „Zukunftsbild Energie“

# T1 Zwischenbericht mit Fokus auf Vision 2050

## 1 Einleitung

Nachdem im ETG Journal 2/2020 die Zielsetzung der Task Force „Zukunftsbild Energie“ und der damalige Arbeitsstand zur Studienauswertung vorgestellt wurde, berichtet der folgende Beitrag über die Vision 2050 des zukünftigen Energiesystems.

Bei der Aufstellung der Task Force wurde darauf geachtet, überwiegend jüngere Personen aus Praxis und Wissenschaft zu gewinnen. Das ist wie *Bild 1* zeigt auch weitgehend gelungen.

Seit Oktober 2019 wurde in bisher 15 Sitzungen, davon pandemie-bedingt 12 online, ein Ergebnisdokument erarbeitet, das Mitte des Jahres veröffentlicht wird.

Dieses besteht im Wesentlichen aus den Teilen

- Studienauswertung und Expertenanalyse
- der Vision 2050 zum zukünftigen Energiesystem sowie allgemein üblich
- aus Handlungsempfehlungen.

Wie eingangs bereits erwähnt, wird in diesem Beitrag ausschließlich über den aktuellen Stand der Arbeiten zur Vision 2050 berichtet. Er basiert weitgehend auf der Präsentation beim ETG Kongress 2021.

## 2 Vision 2050 auf Basis des zellularen Ansatzes

Auch wenn man nach Altkanzler Helmut Schmidt einen Arzt aufsuchen sollte, wenn man Visionen hat, ist es trotzdem hilfreich sich ein ausdrucksstarkes und konkretes Ziel zu setzen.

Den Arztbesuch hat die Task Force ausgelassen, die Vision 2050 unter das Motto „Deutschland versorgt sich zu 100% mit eigener erneuerbarer Energie“ gestellt.

Hierzu gibt es bereits einige Untersuchungen, die sich meist mit den verfügbaren Potentialen erneuerbarer Energie beschäftigen aber wenig bis keine konkreten Maßnahmen beschreiben wie das in einem zukünftigen Energiesystem umzusetzen ist. Hier soll das Ergebnisdokument unterstützend und wegweisend helfen.

Deutschland versorgt sich zu 100% mit eigener erneuerbarer Energie.

Außerdem glauben wir, dass die Zielsetzung für Deutschland als eines der führenden Industrieländer ein wichtiger Exportartikel werden wird, der weiterhin Wachstum und Wohlstand garantiert.

Im Jahre 2015 hat die ETG die Studie „Der zellulare Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende“ veröffentlicht und damit die Grundlage für eine Vielzahl von Folgeaktivitäten innerhalb des VDE und außerhalb bei Hochschulen und Forschungseinrichtungen gelegt.

Zusatzregel für das zellulare Konzept  
dezentrale Teile elektrisch –  
zentrale Teile mehr gasförmig.



Anna Pfendler



Erik Zipperling



Sasan Rasti



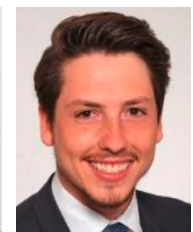
Harald Weber



Ben Gemsjäger



Friederike Pfeifer



Christof Schneider



Charlotte Biele



Rainer Speth



Anne Freiberger



Felix Nowak



Wiebke Albers



Thomas Benz



Martin Kleimaier

Bild 1: Mitglieder der ETG Task Force „Zukunftsbild Energie“

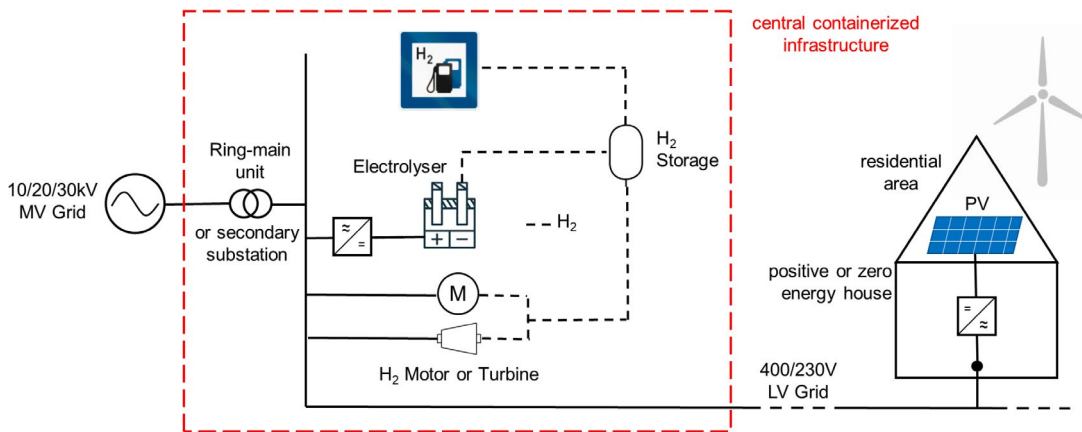


Bild 2: Prinzipielle Struktur einer autonomen Energiezelle

Zu einer erfolgreichen Umsetzung sind weitere Prinzipien, die über die lokale Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch hinausgehen, festzulegen. Eine erste Zusatzregel lautet: dezentrale Teile elektrisch – zentrale Teile mehr gasförmig. Als einfaches Beispiel sei deshalb der Bereich einer Ortsnetzstation genannt, dessen elektrisches Verteilnetz mit erneuerbaren Ressourcen zentral durch Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Rückverstromung aufgebaut ist und somit eine weitgehende autarke Energieversorgung gewährleisten kann. Bild 2 zeigt eine mögliche Systemstruktur im Überblick. Für eine detailliertere Erläuterung wird auf das finale Ergebnisdokument der Task Force verwiesen

Eine weitere Gestaltungsregel basiert auf dem zweiten Teil der zellularen Studie von 2015, den wahrscheinlich nicht so viele gelesen und verinnerlicht haben.

Er bezieht sich auf den regionenübergreifenden Ansatz und besagt, dass bei Nutzung aller regionaler erneuerbarer Ressourcen der Energietransport von Nord nach Süd stark verringert werden kann. Weitere Details sind in der Studie von 2015 nachzulesen und werden hier nicht wiederholt.

Eine neue Schlussfolgerung, die auch der zuvor aufgestellten Zusatzregel folgt ist, das Transportnetz weitgehend als Gasnetz auszubauen und mit saisonalen Speichern auszurüsten. Nur so wird man die volatile Erzeugungscharakteristik von Wind und PV beherrschen und eine erfolgreiche Energiewende schaffen.

Den zellularen Ansatz groß denken

Die bisher auf meist einzelne Energiezellen oder kleinere Gruppen von benachbarten Zellen beschränkten Untersuchungen gilt es zukünftig bundesweit auszudehnen.

### 3 Energieerzeugung

Bevor in diesem Abschnitt auf die Struktur der zukünftigen Energieerzeugung eingegangen wird, kurz eine Erklärung für das gewählte Wording. Anstelle des physikalisch richtigen Begriffs der Energiewandlung wurde der der Energieerzeugung gewählt, da mit dem Ergebnisdokument nicht nur Experten/Expertinnen, sondern auch die allgemeine Öffentlichkeit angesprochen werden soll.

Die zukünftige Energieerzeugung wird, wie bereits schon begonnen und in Bild 3 dargestellt, primär durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen erfolgen.

Es ist allerdings davon auszugehen, dass die Rolle der Solardachanlagen wesentlich zentraler sein wird, als zurzeit angenommen. Das hat mehrere Gründe:

Zum einen ist natürlich aufgrund der geringen Sichtbarkeit die Akzeptanz wesentlich höher als gegenüber Windrädern und Freiflächenanlagen, die zusätzlich auch in Konkurrenz zu anderen Landnutzungsformen stehen.

Die Bedeutung von Solardachanlagen wird zunehmen.

Zum anderen existieren aber auch technische Gründe, denn Photovoltaik erzeugt tagsüber Energie, sprich wenn auch Bedarf besteht. Erfolgt diese Erzeugung auch noch auf dem eigenen Dach ist man zusätzlich auch räumlich sehr nah beim Verbraucher. Das entlastet die Netze zumindest in den Sommermonaten wiederum massiv.

Ein hoch aktueller weiterer Grund ergibt sich aus den Plänen der Bundesregierung, in Zukunft für Neubauten Solardachanlagen zwingend vorzuschreiben. Dabei ist davon

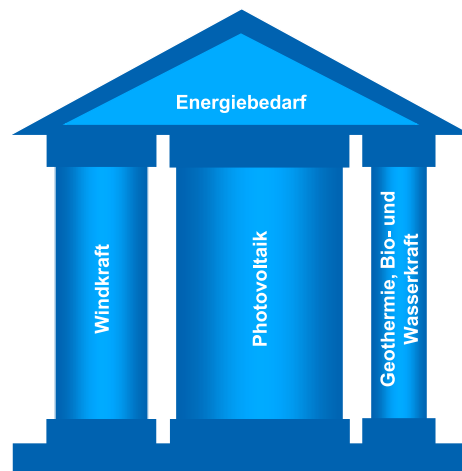


Bild 3: Integrierte Energieerzeugung

auszugehen, dass neuartige PV-Module die konstruktiven Aufgaben der Dachdeckung mit übernehmen können. Damit entfällt ein großer Kostenpunkt des Dachaufbaus.

Verschiedene Quellen gehen zudem davon aus, dass das Dachflächenpotenzial – in Verbindung mit Speichern und einem hohen Grad an Sektorenkopplung – allemal ausreicht, um ganzjährig neben dem direkten Strombedarf auch die hinzukommenden Bedarfe aus der Wärme und der Mobilität zu decken. Vor allem, wenn man annehmen kann, dass alte Anlagen nach Ende ihrer Lebensdauer mit einem höheren Wirkungsgrad repowered werden.

Windkraftanlagen werden vor allem offshore als große Erzeugungszellen agieren, um hohe Leistungen für große Anlagen – beispielsweise Industriestandorte, aber auch Elektrolyseure – bereitzustellen.

Die genannten Anlagen, werden durch Geothermie, Wasserkraft und Biogasanlagen ergänzt, die zwar nicht so viel Leistung bereitstellen, aber andere Funktionen, wie den Schwarzstart übernehmen können.

Es wird selbstverständlich auch Herausforderungen geben. Beispielsweise der Ausgleich der volatilen Erzeugung von Wind und PV. Das wird über Sektorenkopplung und Flexibilisierung des Gesamtsystems sowie durch den Einsatz von Energiespeichern gelöst werden.

Weiterhin wird das System natürlich sehr komplex, da Millionen von dezentralen Anlagen überwacht und gesteuert werden müssen. Dafür wird es verschiedene Instanzen geben, die z. B. mehrere Anlagen gemeinsam regeln und optimieren. Um das alles handhaben zu können, ist es zwingend erforderlich, die nötige digitale Infrastruktur zu haben. Die zukünftige Energieerzeugung wird durch und durch digitalisiert sein.

#### 4 Integrierte Energieversorgung: Sektorenkopplung

Um alle Sektoren zu dekarbonisieren und damit eine klimaneutrale Zukunft zu ermöglichen, ist zwangsläufig eine Sektorenkopplung notwendig. Erneuerbaren Energien können und



Bild 4: Sektorenkopplung

werden in allen Sektoren – Strom, Wärme, Mobilität – umfangreich genutzt werden.

Zum einen über eine direkte Elektrifizierung. Das sind z. B. batterieelektrische Fahrzeuge oder Wärmepumpen. Zum anderen über die Umwandlung der zunächst elektrischen Energie aus Erneuerbaren in andere Energieträger wie z. B. Wasserstoff.

Diese Wirkzusammenhänge der Sektorenkopplung sind in Bild 4 dargestellt. Die hellen Pfeile beschreiben dabei die direkte Elektrifizierung und die dunkelgrauen die indirekte Nutzung.

Direkte Elektrifizierung vermeidet Umwandlungsverluste und ist somit im ersten Schritt die effizienteste Sektorenkopplung. Jedoch lassen sich nicht alle Bereiche technisch oder wirtschaftlich sinnvoll direkt elektrifizieren. Da kommt die indirekte Nutzung ins Spiel.

Die Umwandlung in andere Energieträger wie z. B. Wasserstoff bietet gerade bei fortgeschrittenem Bedarf für Sektorenkopplung Vorteile, so dass zukünftig beide Möglichkeiten genutzt werden. Dabei erleichtert die indirekte Sektorenkopplung vor allem die Speicherbarkeit der erneuerbaren Energie, kurz-, mittel- und langfristig bzw. saisonal.

Sektorenkopplungs-Technologien lassen sich flexibel betreiben, so dass alle erzeugbaren Energie genutzt werden kann und es keinen ungenutzten Überschuss gibt.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass bis 2050 Effizienzsteigerungen in allen Sektoren zu einem sinkenden Gesamtenergiebedarf führen, die Sektorenkopplung führt jedoch dennoch zu einem steigenden Strombedarf.

Der zukünftige Gesamtenergiebedarf wird sinken, der Strombedarf aber steigen.

Hierdurch wandeln sich die Anforderungen an Strom- und Gasnetze und ein hoher Investitionsbedarf für den Umbau der Energieinfrastruktur resultiert daraus. Es ist sowohl im Strom- als auch im Gasnetz eine Ertüchtigung der Infrastruktur notwendig.

Darüber hinaus werden intelligente Steuerungsmöglichkeiten und digitale Technologien gebraucht, um das zukünftige Energiesystem effizient betreiben zu können.

#### 5 Integrierte Energieversorgung: Verkehrswende

Energie- und Verkehrswende werden im Kontext der Sektorenkopplung für die Vision 2050 zusammengedacht. Daneben bildet die Verkehrswende einen eigenen Ansatz, der sich aus den drei Säulen „Vermeiden“, „Verlagern“ und „Verbessern“ des Verkehrs zusammensetzt. Bild 5 zeigt diese prinzipiellen Zusammenhänge.

Betrachtet man Beispiele für die drei Säulen, so wird deutlich, dass technische Entwicklungen innerhalb aller Säulen eine Rolle spielen. Die Digitalisierung kann beispielsweise ein unterstützender Faktor für die Vermeidung von Wegen/Fahrten dienen. Indem es beispielweise Arbeitnehmer:innen ermöglicht wird im Homeoffice zu arbeiten, können Pendlerverkehre reduziert werden.

Die Säule der Verlagerung beschreibt die Wahl nachhaltigerer Verkehrsmittel bzw. -träger anstelle der bestehenden. Beispiele hierfür sind die Nutzung des Schienenpersonenfernverkehrs anstelle des Luftverkehrs für Kurzstreckenflüge.



Bild 5: Säulen der Verkehrswende

Auch die Nutzung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) anstelle des motorisierten Individualverkehrs bildet eine wichtige Möglichkeit zur Verlagerung von Verkehr. Hierbei können digitale Mobilitätsplattformen den Zugang zum ÖPNV attraktiver gestalten und einen Beitrag zum Umstieg leisten. Auch die stetig zunehmende Relevanz des Rad- und Fußverkehrs im urbanen Raum ist ein wichtiger Baustein der Verkehrswende. Durch integrative Verkehrsplanung und das stadtplanerische Leitbild der menschengerechten Stadt kann dies unterstützt werden.

Die Energiewende im Verkehr ist der Säule der technischen Verbesserung des Verkehrs im Sinne einer erhöhten Effizienz zuzuordnen. Sie beschreibt Nutzung alternativer Antriebe und Kraftstoffe, so u. a. die fortschreitende Elektrifizierung bestehender Verkehrsmittel. Die Nutzung von Grünstrom ist hierbei wesentliche Voraussetzung der Elektrifizierung von Verkehrsmitteln, um die Treibhausgasemissionen und Nutzung fossiler Energieträger effektiv zu reduzieren. Die voranschreitende Elektrifizierung hat vor allem im Bereich des Straßenverkehrs, im Schwerpunkt bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen, deutlich Fahrt aufgenommen. Weiterhin ist die Elektrifizierung auch im Bereich des Schienenverkehrs und im Binnenschiffsverkehr zu verfolgen.

Einen weiteren Beitrag zur Sektorenkopplung leistet die Möglichkeit der Rückspeisung im Rahmen des bidirektionalen Ladens. Hierbei kann ein Teil der in Traktionsbatterien von elektrisch-angetriebenen Fahrzeugen gespeicherten Energie in das Verteilnetz zurückgespeist werden, um zur Netzdienlichkeit beizutragen.

### 6 Integrierte Energieversorgung: Wärmewende

Der Wärmesektor benötigt aktuell mehr als die Hälfte des Primärenergiebedarfs von Deutschland. Daher kann die Energiewende als Ganzes nur gelingen, wenn auch im Wärmesektor durch Sek-

torenkopplung möglichst schnell der Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger erreicht wird. Bild 6 zeigt die prinzipielle Struktur einer Wärme-/Kälteversorgung auf der Basis erneuerbarer Energieträger.

Zunächst gilt auch hier „efficiency first“, das heißt, dass die verschiedenen Möglichkeiten zur Effizienzverbesserung sowohl bei der Anwendung als auch bei der Energiebereitstellung genutzt werden müssen. Das sind neben Maßnahmen zur Wärmedämmung im Gebäudesektor auch die Nutzung von Umweltwärme und die Wärmerückgewinnung. Auch bei Prozesswärme ist die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen wichtig.

Es ist davon auszugehen, dass der Energiebedarf für die Wärmebereitstellung in allen Sektoren deutlich zurückgeht. Der Bedarf für Klimakälte wird jedoch zunehmen.

Der Energiebedarf für Wärme wird deutlich sinken, der für Kälte jedoch zunehmen.

Energiespeicher werden auch im Wärmesektor eine wichtige Rolle spielen, um das fluktuierende erneuerbare Dargebot an den Bedarf für Wärme und Kälte anzupassen.

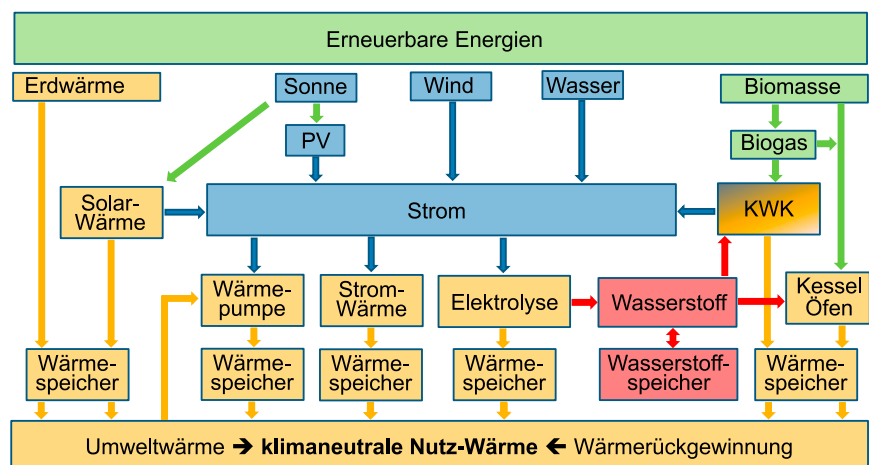


Bild 6: Wärmewende

Das dezentrale Dargebot aus Erneuerbaren Energien lässt sich auf vielfältige Art für die Wärmebereitstellung nutzen. Zukünftig wird die strombasierte Wärmeerzeugung immer wichtiger, da Erneuerbare Energien überwiegend über den Stromsektor durch Photovoltaik und Windenergie bereitgestellt werden.

Strom kann in einem Heizwiderstand mit annähernd 100 % Wirkungsgrad sehr kostengünstig in Wärme umgewandelt werden. Damit lassen sich auch sehr hohe Temperaturen erreichen. Neue Strom-Wärme-Technologien wie z. B. Infrarot-Direktheizungen oder Induktionsheizer werden weitere Anwendungsbereiche erschließen.

Noch effizienter sind elektrische Wärmepumpen, da diese mit Hilfe von Umweltwärme eine Vervielfachung der eingesetzten elektrischen Energie ermöglichen. Zukünftig werden Hochtemperatur-Wärmepumpen auch den Einsatz für höhere Temperaturen ermöglichen und damit in der Industrie sowie zur Ertüchtigung von Heizungsanlagen mit Konvektoren im Gebäudebestand einsetzbar.

Neben dem gut speicherbaren Biogas wird auch Wasserstoff, erzeugt in Elektrolyseuren mittels Erneuerbarem Strom, in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) immer dann eingesetzt werden, wenn es um die Überbrückung von längerfristigen Erzeugungslücken geht.

Keine der genannten Optionen wird für sich allein der Königsweg sein. Vielmehr wird nur eine Kombination aus den vorgestellten Optionen zu einer optimierten und effizienten Nutzung führen. Wirtschaftlich wird dies nur in größeren Energiezellen gelingen, z. B. zur Versorgung von Quartieren. Diese werden dann durch Nah- bzw. Fernwärmesysteme miteinander verbunden.

## 7 Märkte und Geschäftsmodelle

Welche Auswirkungen die Energiewende auf die Energiemärkte haben wird soll in diesem Kapitel aufgezeigt werden.

Zum einen werden sich für neue nachhaltige Energieformen, wie E-Fuels oder grüne Gase neue Märkte bilden an denen die Machtpositionen noch nicht gefestigt sind. Bezüglich

des Handels elektrischer Produkte wird zusätzlich zum Handel von Energiemengen der Handel mit Leistung und Flexibilitätsoptionen bedeutend sein.

Dabei setzen sich die heute sichtbaren Trends den Großhandel räumlich weiter und zeitlich immer kurzfristiger zu gestalten fort, so dass sich ein europäischer Energiebinnenmarkt bildet. Parallel dazu entstehen immer spezifischere regionale und lokale Handlungsoptionen mit neuen Vertragsformen, welche dann deutlich höhere Partizipationsmöglichkeiten bieten.

Diese ermöglichen es neuen Akteuren ins Geschehen einzugreifen. Unter anderem werden durch die Elektrifizierung anderer Sektoren Geschäftsmodelle verschmelzen und damit Firmen bislang energiefremder Branchen auf den Markt drängen.

Bild 7 zeigt welche Vertragsarten für welche Akteure im Energiehandel relevant sein werden. Da bei beidem eine Diversifizierung erfolgen wird, weicht die energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette einem Wertschöpfungsnetzwerk.

Diese Netzwerke können sich in der Zukunft zu energiewirtschaftlichen Ökosystemen entwickeln. Denn durch die wachsenden Verknüpfungen und Wechselwirkungen von diversen neuen Leistungs- und Zahlungsflüssen wird die Energiewirtschaft komplexer und dynamischer, aber auch noch kooperativer. Dabei werden Partnerschaften von Unternehmen aus verschiedenen Branchen entstehen und die Zusammenarbeit von Wettbewerbern in spezifischen Kooperationsmodellen wahrscheinlich.

Da wo intelligente Verbraucher und intelligente Netze zusammenkommen, also am Grid Edge, wird es innovative Lösungs- und Serviceangebote auch auf Basis der Sektorenkopplung und Digitalisierung geben. Schlagworte hierzu sind: Energie as a Service, Zuverlässigkeit oder Resilienz as a Service, Dekarbonisierung as a Service.

Energie ist ein integraler Bestandteil zahlreicher Geschäftsmodelle. Aber nicht jeder, nicht jede kann oder will sich um Energie kümmern, deswegen diese Service-Modelle, in denen Dienstleister alles übernehmen und Energie zum problemlosen Alltagsgut machen.

Darüber hinaus wird es neue Tarifmodelle geben. Da Sonne und Wind keine Rechnung stellen, fallen nur sehr geringe Gestehungskosten an. Aber Energie muss natürlich nach wie vor übertragen und verteilt werden, die fluktuierende Einspeisung muss verbrauchsseitig ausgeglichen werden. Das heißt Leistungs- und Flexibilitätskomponenten in der Tarifgestaltung gewinnt immer mehr an Bedeutung.

Die Dekarbonisierung unseres Energiesystems ist nicht nur Treiber für zahlreiche neue Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft, sie ist auch ein Exportmodell für zahlreichen Ideen, wie neue Geschäftsmodelle begründet und global angewendet werden können. Insofern hat sie auch für Deutschland als Wirtschaftsstandort eine zunehmende Bedeutung.

## 8 Digitalisierung und Datensicherheit

Das Energiesystem der Zukunft wird komplexer und muss weiterhin koordiniert werden. Dazu ist ein hochaufgelöster Überblick des aktuellen Netzzustandes notwendig, der durch den Einsatz von intelligenten Messsystemen, insbesondere auch in der Mittel- und Niederspannung realisiert wird.

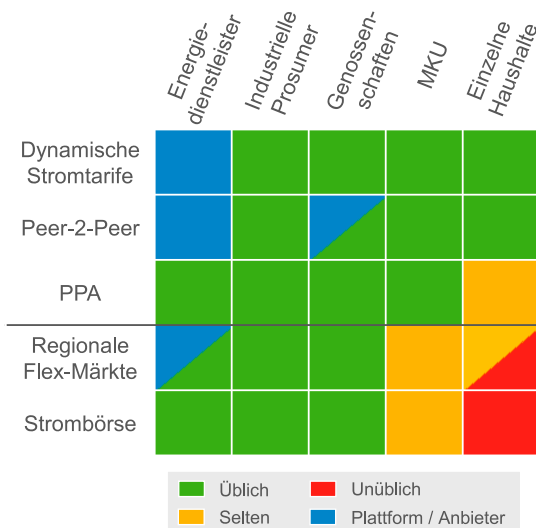


Bild 7: Marktstruktur und -teilnehmer

Die durch die Messsysteme erfassten Daten müssen zunächst über geeignete Algorithmen so lokal wie möglich ausgewertet werden. Anschließend sind geeignete Technologien und Infrastruktur zur Übertragung und Auswertung der Daten notwendig, die dann den Netzakteuren zur Verfügung gestellt werden.

Diese zukünftig zur Verfügung stehenden Informationen aus dem System, müssen weitestgehend automatisiert ausgewertet werden, um die große Menge an Daten zu bewältigen und darauf basierend schnelle Entscheidungen zu treffen.

Selbstlernende und auf KI basierende Systeme haben das Potenzial diese Aufgabe zukünftig effektiv zu übernehmen.

Die vorhandene Infrastruktur zur Datenübertragung wird dann genutzt um die Signale an die Aktorik im Netz zurückzuspielen.

Mit der zunehmenden Digitalisierung und Automatisierung des Energiesystems ergeben sich auch neue Schutzanforderungen, insbesondere an die Informations- und Kommunikationstechnik. *Bild 8* zeigt die notwendigen Handlungsfelder mit ihren Abhängigkeiten.

Diese teilen sich zunächst auf in den Betriebsschutz, d. h. die Resilienz gegenüber Störungen und Angriffen und den Datenschutz zur Wahrung der Privatsphäre.

Datenschutzmaßnahmen tragen dazu bei, die Anonymität und Transparenz von Daten zu gewährleisten und müssen daher bereits bei der Entwicklung von Hard- und Software als wichtigste nicht-funktionsrelevante Funktion berücksichtigt werden.

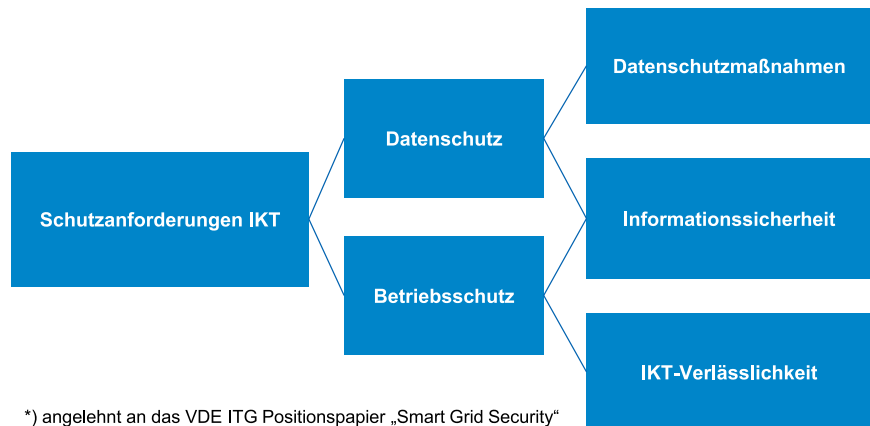
Die Informationssicherheit umfasst u. a. die Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit der Daten. Wichtig ist, dass zu dem Rückfalllösungen bestehen, falls beispielsweise die Datenübertragung ausfällt.

Die IKT-Verlässlichkeit zielt darauf ab, die Zuverlässigkeit und Resilienz des Systems zu gewährleisten und die Verwundbarkeit des digitalen Systems z. B. gegenüber Cyberattacken zu minimieren. Alle Sicherheitsanforderungen müssen in einheitlichen Standards definiert werden.

## 9 Rahmenbedingungen und erste Handlungsempfehlungen

Unser heutiges, nicht über alle Sektoren konsolidiertes Energiesystem ist komplex und über Jahrzehnte entstanden. Entsprechend sind die aktuellen Regeln und Gesetze. Diese Umgebung ist wenig förderlich, ja wirkt manchmal sogar hindernd für neue Lösungen. Hier gilt es anzusetzen und die bestehenden Hindernisse aus dem Weg zu räumen.

Nicht die bestehenden Rahmenbedingungen und Regeln formen das zukünftige Energiesystem, sondern diese sind unter Aspekten der Nachhaltigkeit den technischen Vorgaben und Notwendigkeiten anzupassen.



\*) angelehnt an das VDE ITG Positionspapier „Smart Grid Security“

Bild 8: Anforderungen an Daten- und Betriebsschutz \*)

Im Klartext bedeutet das aber auch, dass zunächst gemeinsam eine allgemein akzeptierte Struktur des zukünftigen Energiesystems festzulegen ist und anschließend die Regeln und Rahmenbedingungen dynamisch entsprechend dem technischen Fortschritt anzupassen sind. Eine Roadmap zum Erreichen des Zielszenarios ist dann der letzte Schritt für eine erfolgreiche Energiewende.

Wie bereits am Anfang ausgeführt, wird das Ergebnisdokument Mitte des Jahres 2021 zur Verfügung stehen. Deshalb wird an dieser Stelle nur eine erste Auswahl von Handlungsempfehlungen zur Diskussion gestellt.

- Der zellulare Ansatz bildet die Grundlage des zukünftigen Energiesystems.
- Der Datenaustausch zur Steuerung und Überwachung ist auf das Notwendigste zu reduzieren. Diese Forderung wird vom zellularen Ansatz perfekt unterstützt.
- Neue Gestaltungsregeln sollten das Grundprinzip des zellularen Ansatzes ergänzen.

Vor der endgültigen Veröffentlichung der Studie Mitte des Jahres 2021 ist bei Bedarf eine Fachausssprache geplant. Diese wird pandemie-bedingt online stattfinden und dient der Diskussion sowie der Beantwortung möglicher Fragen. Diese können vorab per Email an die ETG Geschäftsstelle unter [etg@vde.com](mailto:etg@vde.com) geschickt werden. Fragesteller sowie weitere Interessierte werden dann rechtzeitig über den Veranstaltungstermin informiert.

Abschließend noch ein Dank an die Hochschule RheinMain insbesondere an Laura Durst und Katharina Flöter sowie deren Betreuer Prof. Jörg Waldschütz.

Sie haben ein Kommunikationskonzept für die Task Force „Zukunftsbild Energie“ erarbeitet, auf das man sich bei der Veröffentlichung und weiteren Präsentationen freuen darf.

## VDE Impuls

## T2 7 Thesen zur Flexibilisierung des Energiesystems

Unter der Flexibilisierung des Energiesystems wird das aktive Hinwirken auf ein zukünftig verändertes, situativ angepasstes Verhalten der Energieanbieter oder -kunden an Energienetzen verstanden. Bezugspunkt ist dabei das bekannte Versorgungssystem, bei dem zu jedem Zeitpunkt die Stromerzeugung mittels mehr oder weniger flexiblen Kraftwerken an einen – im Wesentlichen ungesteuerten – Strombedarf angepasst wurde. Bereits heute erfolgt ein großer Teil der Stromerzeugung auf Basis von Erneuerbaren Energien (EE) mit volatiler Einspeiseverhalten, geprägt durch das unbeeinflussbare Dargebot von Sonnen- und Windenergie. Die noch vorhandenen flexibel einsetzbaren Kraftwerke tragen auch heute noch dazu bei, die Differenz zwischen dieser ungesteuerten Stromerzeugung und dem immer noch weitgehend ungesteuerten Strombedarf auszugleichen. Im Hinblick auf ein möglichst kostengünstiges Energiesystem, müssen in Zukunft sowohl die erneuerbare Stromerzeugung als auch der Strombedarf flexibilisiert werden. Die Flexibilisierung des Energiesektors kann mittels technischer und / oder wirtschaftlicher Anreize und / oder verpflichtender ordnungspolitischer Vorgaben erfolgen.

Die ETG hat ein Thesenpapier zur zukünftigen Ausgestaltung der Flexibilisierung des Energiesystems veröffentlicht und sich kritisch mit ihnen auseinandergesetzt. Die dort aufgestellten sieben Thesen sollen hier zusammenfassend vorgestellt werden. Sie sind der Auftakt für eine Task Force „Flexibilisierung des Energiesystems“, die im Juli ihre Arbeit aufnehmen soll und branchenübergreifend erarbeiten wird, wie und unter welchen Voraussetzungen die Lastflexibilisierung einen sinnvollen Beitrag zum Gelingen der Energiewende beisteuern kann.

**These 1:** „Flexibilisierung kostet (ggf. viel) Geld“

Das klassische Energiesystem ist geprägt von einer weitgehend unbeeinflussten und unbeeinflussbaren Nachfrageseite und einem in Summe hochflexiblen konventionellem Kraftwerkspark sowie einer zunehmend bedeutsamen, dargebotsabhängigen regenerativen Stromerzeugung, die aufgrund ihres Einspeisevorrangs ebenfalls als unelastisch eingestuft werden darf. Heutige Speichersysteme spielen aufgrund ihrer zur gesamten installierten Kraftwerksleistung vergleichsweise kleinen Kapazitäten eine untergeordnete Rolle. Wenn die auch zukünftig erforderliche Leistungsbilanzierung nicht mehr über den konventionellen Kraftwerkspark erfolgen kann, müssen die regenerative Erzeugung und die Last in den Ausgleich einbezogen werden. Dies erfordert den Einsatz zusätzlicher Regelungs-, Netz- und Speichertechnik. Andererseits muss die Akzeptanz des Komfortverlusts auf Verbraucherseite ggf. teuer erkaufte werden. Basierend auf Erfahrungen aus der Vergangenheit bedarf es für diese These weniger eines Nachweises als einer Abschätzung, in welcher Relation diese Kosten zu anderen Systemkosten stehen. Auf der anderen Seite kann

ein Großteil dieser Kosten auch als sowieso notwendige Investition in einem zukünftigen Energiesystem betrachtet werden, die keiner gesonderten Ausweisung bedarf. In jedem Fall wird es notwendig sein, durch ordnungspolitische Vorgaben ein allgemeinverbindliches Regelwerk zur Finanzierung und Vergütung von Flexibilitätsdienstleistungen zu schaffen.

**These 2:** „Flexibilisierung ist kein planerisches Instrument zum Ersatz von Netzausbau, sondern ein betriebliches Werkzeug für Übergangszeiträume“

Zur Beherrschung der Volatilität des zukünftigen Energiesystems wird ein aktives Engpassmanagement benötigt. Hierzu ist eine Flexibilisierung der Akteure im System notwendig. Dazu zählen das Einspeisemanagement von erneuerbaren Energien genauso wie das Lastmanagement von flexiblen Verbrauchern wie z. B. Wärmepumpen oder Ladesäulen.

Planungsgrundsätze beschreiben den Handlungsrahmen und die Handlungsoptionen für den Ausbau des Energienetzes. In diesem Rahmen werden die Bausteine, Werkzeuge und Instrumente für die langfristige Auslegung und Ausrichtung der Netze für die zukünftige Versorgungsaufgabe festgelegt. Im Rahmen der Betriebsgrundsätze wird der Handlungsrahmen und die Handlungsoptionen für einen effizienten, stabilen und sicheren Betrieb der Energienetze beschrieben. Hier werden im Gegensatz zu den Planungsgrundsätzen Bausteine, Werkzeuge und Instrumente definiert, die z. B. kurzfristig im Rahmen eines Netzengpasses zum Einsatz kommen. Flexibilisierung ist kein planerisches Instrument zum Ersatz von Netzausbau, da in das Energieversorgungsnetz keine dauerhaften und langfristigen Netzengpässe durch absehbare Last- oder Einspeiseentwicklungen eingeplant werden sollen. Das würde bedeuten, dass bewusst eine Netzengpassbewirtschaftung notwendig würde. Eine solche Planung würde dem Anspruch an ein stabiles, sicheres Energienetz widersprechen. Flexibilitäten können aber sehr wohl im Rahmen von Übergangszeiten z. B. bis zur Netzverstärkung für die Bewirtschaftung eines Netzengpasses eingesetzt werden. Lediglich langfristig planbare und sicher einsetzbare Flexibilitäten könnten als planerisches Element zum Zweck der Kostenoptimierung genutzt werden.

**These 3:** „Verhaltensvariabilität lässt sich auch weiterhin sinnvoll über Gleichzeitigkeitsfaktoren abbilden“

Individuelles und somit durchmischtes und ungleiches Verhalten ist Voraussetzung für die Auslegung von Kunden- und Netzanlagen und wird über Gleichzeitigkeitsfaktoren abgebildet, die Netzbetreibern eine einheitliche Bewertungsgrundlage der Leistungsbedarfskurven stochastischer Verbraucher liefern. Synchronisierende Effekte, die zu höheren Leistungs-



© malp / stock.adobe.com

werten führen, sind stets vorab hinsichtlich der technischen Zulässigkeit zu bewerten.

Perspektivisch wird Ladeinfrastruktur zu neuen Leistungsbedarfen und Gleichzeitigkeitsfaktoren führen. Da derzeit aber die Netzdurchdringung von Ladepunkten noch sehr gering ist, lassen sich noch keine statistisch belastbaren Leistungsbedarfe und Faktoren angeben. Erfahrungen aus der Vergangenheit zeigen, dass auch bei zu erwartendem sehr ähnlichem Nutzungsverhalten dennoch über die Menge an Nutzern und geringen Benutzungsstundenzahlen der einzelnen Verbrauchsgeräte eine große zeitliche Durchmischung und somit Ungleichheit in der Netznutzung entsteht. Jede Beeinflussung des Nutzers von außen, z. B. durch Preisanreize, wirkt zunächst negativ auf die planerischen Gleichzeitigkeitsfaktoren. Dennoch haben zahlreiche Studien gezeigt, dass eine netzdienliche Steuerung Netzausbaukosten reduzieren kann.

**These 4:** „Für die Überbrückung von Perioden mit geringem EE-Erzeugungspotenzial (sog. Dunkelflauten) sind flexible Erzeugungsanlagen erforderlich – hierfür kommen auch geeignete Speicher (Langzeitspeicher) in Frage“

In Mitteleuropa kommt es immer wieder zu Situationen, bei denen großflächig bis zu einer Dauer von mehreren Tagen nur ein eingeschränktes Erzeugungspotenzial aus Wind und Sonne zur Verfügung steht. Die Beherrschung dieser sog. „Dunkelflauten“ benötigt flexibel einsetzbare Strom-Erzeugungsoptionen, welche die verbleibende positive Residual-

last während dieser Zeitbereiche abdecken können. Klassische Speicheroptionen, wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke oder Batterien kommen hierfür nicht in Frage, da diese üblicherweise nur einen Zeitbereich bis zu mehreren Stunden abdecken können (Kurzzeitspeicher). Hierfür bedarf es (i.d.R. chemischer) Langzeitspeicher. In Szenarien mit CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen über 80 % muss auch auf die Nutzung von fossilem Erdgas als Speichermedium komplett verzichtet werden. Für die dann erforderliche Langzeitspeicherung müssen also gut speicherbare gasförmige oder flüssige Energieträger aus erneuerbaren Energien hergestellt werden. Neben Biomethan kommt hierfür auch Wasserstoff in Frage, der aus überschüssigem EE-Strom mittels Elektrolyse hergestellt wird. Um den Ausbaubedarf für flexibel einsetzbare Stromerzeugungsanlagen zu begrenzen, wird davon ausgegangen, dass zusätzliche Lasten in Form von Sektorenkopplungstechnologien möglichst flexibel eingesetzt werden können und müssen, um Produktionsausfälle während einer Dunkelflaute von einigen Tagen überbrücken zu können.

**These 5:** „Lastflexibilisierung mit dem Ziel der Anpassung an eine stochastische regenerative Erzeugung ist aus Sicht der Nutzungseffizienz und damit der Ökologie vorteilhaft“

Die Orientierung des vormals unelastischen Verbrauchs an der dargebotsabhängigen, erneuerbaren Erzeugung maximiert deren Nutzung. Dies trägt zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes

bei und verkürzt im Idealfall auch die Transportstrecken zwischen Erzeugung und Verbrauch. Schlussendlich kann der Einsatz flexibler Lasten dazu beitragen, die im Rahmen des Einspeisemanagements einzusenkende EE-Erzeugung zu minimieren.

Bisher bleibt das Potential der Lastflexibilität überwiegend ungenutzt, da die kommunikationstechnischen Anbindungen fehlen, um auf externe Signale zu reagieren. Um dieses Potential noch zu erhöhen, könnten in Zukunft die Kopplung des Strom- und Gassektors vermehrt Verwendung finden, um Energie chemisch zwischen zu speichern. Auch die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs kann in Zukunft mehr Lastflexibilität liefern, indem jedes Elektroauto als Speicher betrachtet wird. Weiteres Potential liegt in Power-to-Heat-Technologien.

Lastflexibilisierung könnte jedoch zu Komforteinbußen für die Endverbraucher führen und erfordert ein hohes Maß an Automatisierung. Beides ist mit Kosten verbunden (siehe These 1). Somit konkurriert die netzdienliche Lastflexibilisierung technisch und wirtschaftlich mit dem konventionellen Netzausbau.

#### These 6: „Flexibilisierung braucht Flexibilitäten“

Flexibilitäten, die in einem zukünftigen Energiesystem genutzt werden sollen, müssen auch tatsächlich zur Verfügung stehen. Heutige Betrachtungen gehen meist davon aus, dass entsprechende Technologien in ausreichender Menge vorhanden sein werden. Dies ignoriert sowohl den Nutzerwillen als auch das Kundenverhalten, denn die primäre Motivation hinter der Installation z. B. eines Heimspeichers ist nicht, das Gesamtsystem stabil zu halten, sondern der persönliche wirtschaftliche, technologische oder ideelle Mehrwert. Dennoch wird immer wieder behauptet, zukünftige Technologien würden eben diese regelbaren Reserven quasi automatisch mitbringen und dem Energiesystem idealerweise gratis und umfangreich verfügbar machen. Dem ist vermutlich nicht so. Es ist daher zu betrachten, warum für unterschiedliche Geräteklassen Flexibilitäten aufgebaut werden müssen, wie das geschehen kann, warum das aus Verbraucher- oder Erzeugersicht vorteilhaft ist und wie es um die Nutzbarkeit bestellt ist. Ein Elektroauto lädt netto nur einige Stunden des Jahres. Es ist daher nicht sichergestellt, dass es über längere Zeiträume verlässlich als Flexibilitätsoption zur Verfügung steht. Es sind also regional kohärente Alternativen einzubeziehen, die zusammen in Anlehnung an den konventionellen Kraftwerkspark eine Art „gesicherte Flexibilität“ bereitstellen, mit der das Operativpersonal planen kann.

#### These 7: „Flexibilität erfordert einen entsprechenden Regulierungsrahmen“

Im Zuge der Energiewende und auch der Sektorenkopplung werden zunehmend flexible Verbrauchseinrichtungen an das Stromverteilungsnetz angeschlossen, z. B. Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und Stromspeicher. Die Steuerung von Verbrauchsgeräten ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankert. Der energierechtliche Rahmen ent-

hält aktuell jedoch keine Regelungen, die die Nutzung der Flexibilitäten dieser Lasten zur besseren Auslastung der Netze und zur Vermeidung von Netzengpässen verlässlich ermöglicht.

Eine solche verlässliche Regelung ist aber entscheidend, damit der Netzbetreiber die technische Umsetzung in den Kundenanlagen vornehmen kann. Die Freiwilligkeit der Teilnahme des Netzkunden am bisherigen §14a-System des EnWG in Verbindung mit der niedrigen Elastizität des Strompreises, gewährleisten die erforderliche Verlässlichkeit derzeit nicht und machen eine Novellierung der bisherigen Systematik zwingend notwendig. Die Findung von sachgerechten Netzentgelten, die der Inanspruchnahme von Leistungen zu definierten Zeiten entspricht und zusätzlich die Komponente der Leistungsbeeinflussung durch den Netzbetreiber beinhaltet, ist äußerst komplex und von diversen Interessenlagen geprägt. Ohne verlässlichen Rechtsrahmen ist die Nutzung der Flexibilitäten durch den Netzbetreiber eingeschränkt. Dies bedeutet jedoch nicht zwingend eine Reduzierung der Versorgungssicherheit.



Prof. Dr.-Ing. Martin Wolter,  
OvGU Magdeburg

#### Weitere Autoren:

- Thomas Röstel, Stromnetz Berlin GmbH
- Jessica Hermanns, Bergische Universität Wuppertal
- Dr.-Ing. Johannes Schmiesing Avacon Netz GmbH
- Sigrid Plötz, Rheinische Netzgesellschaft GmbH
- Dr.-Ing. Martin Kleimaier

## T3 Disruption „PowerRoad 2.0“ – Den Weg in die Zukunft des Stromnetzausbaus vereinfachen durch Infrastrukturbündelung der Energienetze mit Bundesfernstraßen\*

\* Der vorliegende Artikel ist eine Kurzform. Die Langfassung mit ausführlichen Beschreibungen und Abbildungen erscheint im Jahrbuch 2021 des VDE Verlages.

### Einleitung und Bewertung der Ausgangslage

Fakt ist: Es fehlen bedarfsgerechte, genehmigungsfähige Stromtrassen für den erforderlichen HV-Netzausbau. Das Bündelungsgebot ist im Bundesnaturschutz- und im Raumordnungsgesetz verankert und besagt, dass neue Stromleitungen möglichst entlang von bestehenden Linien-Infrastrukturen wie Bahntrassen, Kanälen, Autobahnen oder aber neben bereits bestehenden Stromtrassen gebaut werden sollen.

Die Bundesbedarfsplanänderung 2021 ist der Versuch, dem dramatischen Zeitverzug beim Energienetzausbau zu begegnen, mit dem allzu berechtigten Ziel, diesen massiv beschleunigen zu wollen.

Die Bundesregierung macht in Ihrem aktuellen Programm ProgRess III<sup>1</sup> darauf aufmerksam, dass sie Bündelungskonzepte für Infrastrukturen weiterentwickeln und umsetzen möchte.

Ohne die *Ursachen für die abnehmende Konsensfähigkeit* und Akzeptanz für den notwendigen Netzausbau erkennbar ernst zu nehmen, wird der Netzausbau, der Flaschenhals der Energiewende, weiter hinter den Erwartungen zurückbleiben. Auch Anreizsysteme, wie verbesserte Entschädigungszahlungen für die Wertminderungen land- und forstwirtschaftlich genutzter Böden und Flächen dürften nicht ausreichen, den Schalter umzulegen.

Der massive Widerstand der Betroffenen, die sich schon heute als Verlierer der Energiewende bezeichnen, richtet sich gut begründet gegen den geplanten Netzausbau mit den Themenschwerpunkten

- Landschaftsschutz
- Umweltschutz und Bodenschutz
- Neuverbrauch von Ressourcen (Boden und Fläche)
- Kollision mit Rechtsansprüchen der betroffenen Grundeigentümer und Bürger
- Langfristige Gefährdung der Erwerbsgrundlage für Land- und Forstwirtschaft
- Geringe Anpassungsfähigkeit (Flexibilität) der Netze an zukünftigen Bedarf
- Steigende Stromkosten für Endverbraucher (Privathaushalte und Wirtschaft) durch einen verzögerten Netzausbau, z. B. durch hohe Redispatchkosten als Folgekosten, u.a.

Es besteht Einigkeit, dass bereits in den Planungsprozessen der Netzausbau konsensfähiger, ökologisch verträglicher und dauerhaft bezahlbar bleiben muss. Diesem Anspruch will das *AGS PowerRoad 2.0 Konzept* gerecht werden.

1 Deutscher Bundestag, 19. Wahlperiode, Drucksache 19/20375 vom 18.06.2020, Unterrichtung durch die Bundesregierung: Programm zur nachhaltigen Nutzung und zum Schutz der natürlichen Ressourcen 2020 bis 2023 (Deutsches Ressourceneffizienzprogramm III)

### Mit PowerRoad 2.0 endlich das Bündelungsgebot umsetzen

Es braucht einen *Paradigmenwechsel*, ohne den unserer Meinung nach die erhoffte Netzausbaubeschleunigung nicht gelingen kann. Ein Paradigmenwechsel ist jedoch nur gerechtfertigt, wenn eine entsprechend benötigte marktreife Technik zur Verfügung steht. Deshalb ist es wichtig, erst einmal alle technischen Voraussetzungen für die Umsetzung des PowerRoad-Bündelungskonzepts nachweislich erfüllen zu können; eine unabdingbare Grundlage für eine strategische Neuausrichtung der Netzausbauplanung.

Der Umsetzung des PowerRoad-Konzepts sollte ein politischer Schritt vorausgehen, der durch eine Novellierung der Rahmengesetzgebung für den Netzausbau gesichert werden kann, bevor eine milliardenschwere strategische Investition in die *Leerrohrinfrastruktur* erfolgt, die in der *PowerRoad-Umsetzung als integraler Bestandteil der bestehenden Basisinfrastruktur Straße* verstanden wird. Dieses Grundverständnis zu entwickeln und zu vermitteln ist eine Herausforderung, da sie die Vereinigung zweier Welten voraussetzt, die bisher getrennt sind: Verkehrsnetze und Energienetze. AGS verfolgt mit dem PowerRoad-Konzept seit langem konsequent der von Wissenschaft, Gesellschaft und Politik getragenen Einsicht, dass die Energiewende nur gemeinsam mit einer Verkehrswende und Wärmewende erfolgreich umgesetzt werden kann. Um dies zu erreichen, musste marktreife Technik entwickelt werden, die auch universell einsetzbar ist und, was u.E. besonders wichtig ist, von Bau- und Montageunternehmen mit dem Stand-der-Technik einfach umzusetzen ist.

Die bekannte AGS-Technik wurde zielgerichtet weiterentwickelt, um drei essentielle Randbedingungen und Forderungen für das PowerRoad-Konzept erfüllen zu können.

### 1 Innovative Bau- und Montagetechnik für Kabelverlegung und -austausch

Die AGS-Kabelverlegetechnik, bekannt als **Auftrieb gestütztes Slipping**, wurde bau- und montagetechnisch vielfach seit 2016 am Standort Stade erprobt und u.a. in der Jahresausgabe *Anlagentechnik 2020* beschrieben.<sup>2</sup>

2 Vgl. Hamann, Rolf, Spiegel, Werner, AGS-Erdkabelsysteme – mehr Planungssicherheit durch marktreife Technik zur Förderung der Konsensfähigkeit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit zukunfts-fähiger Stromnetze, in: Cichowsky, Rolf Rüdiger (Hrsg.), *Anlagentechnik für elektrische Verteilnetze*, Jahrbuch 2020, VDE Verlag, Berlin, Offenbach 2021, S. 209ff

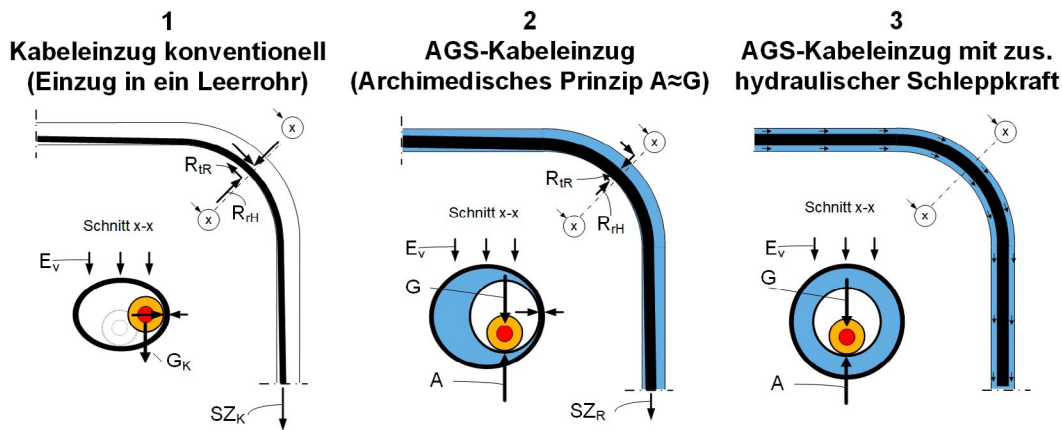


Bild 1: Vergleich Kabeleinzugsverfahren im Hinblick auf ihr Schädigungspotential für Kabel, Leer- und Kabelschutzrohre

Zur Sicherstellung der Nachhaltigkeit für zukünftige Investitionen müssten röhrenbasierte Kabelverlegungstechniken zum Standard erklärt und folgerichtig zusätzliche Flexibilitätskriterien auch in der Rahmengesetzgebung verankert werden; denn zur Nachhaltigkeit gehört zwingend die Flexibilität, die eine Anpassung an zukünftige Technik-Standards ermöglicht, also die spätere Austauschbarkeit der verlegten Kabel ohne erneute Tiefbaumaßnahmen und ohne erneut Leerrohre verlegen zu müssen.

Bau- und Montageverfahren sollten deshalb solche Qualitätskriterien erfüllen können, dass die Leerrohre oder Kabelschutzrohre nicht bereits bei der Erstbelegung dauerhaft und irreversibel geschädigt werden, die einen späteren Kabelaustausch unmöglich machen.

Beim konventionellen Kabeleinzug (1) in Leerrohre wird der Einsatz sogenannter Pusher erforderlich, in der Regel elektro-mechanische Kabelschubgeräte. Um Kabelzugkräfte zu begrenzen, sind oft mehrere solcher Pusherstationen auch in gradlinigen Trassenverläufen erforderlich, die zum Zeitpunkt der Kabelmontage in offenen Baugruben eingesetzt werden müssen, um eine einzelne Kabellänge (maximal ca. 1.200 m HV-Kabel können derzeit auf Straßen transportiert werden) über alle Sektionen einer geteilten Leerrohrgesamtstrecke einzuziehen zu können. Das Schadenspotential/Leerrohrbeanspruchung durch Seilzug/Kabelzug ist in gekrümmten, mäandrierenden Trassenverläufen beim konventionellen Kabeleinzugverfahren am größten. Äußerer Erddruck auf das Leerrohr bei gleichzeitig radial von innen wirkenden Kräften durch den Seilzug/ Kabelzug können das Leerrohr durch bleibende Verformungen (Ovalität) und Einkerbungen (Seileinschnitte) schädigen. Festzustellen ist: Je größer die Kabelzugkräfte sind, insbesondere in nicht gradlinigen Trassenverläufen, desto größer ist die Schadenswahrscheinlichkeit für das Leerrohr, bedingt durch das Zusammenspiel aus vertikalem Erddruck und der rechtwinklig dazu wirkenden Horizontalkraft im Leerrohr. In der Regel kann ein eventueller oder wahrscheinlicher Leerrohrschaden nach dem Kabeleinzug nicht mehr erkannt oder gar behoben werden. Ein späterer kompletter Kabelaustausch kann mit dem konventionellen Kabeleinzugsverfahren kaum noch gewährleistet werden.

Beim AGS-Kabeleinzugsverfahren (2) sind Pusher-Zwischenstationen, wie oben beschrieben, wegen deutlich geringerer Zugkräfte bzw. deutlich geringerer Reibungskräfte nicht erforderlich. Dies haben die Erfahrungen am Versuchs-

standort Stade, mit mäandrierendem ca. 1.100 Meter langem Trassenverlauf, gezeigt, an dem die schadensfreie Reversibilität des Verfahrens viele Male bestätigt werden konnte.

Mit AGS-ultra (3), der neuesten technischen Weiterentwicklung der AGS-Kabelverlegetechnik, können nunmehr auch die bisherigen Längenbegrenzungen für den Kabeleinzug gänzlich aufgehoben werden und das Schadenspotential für Leerrohre und Kabel minimiert werden. Erreicht wird dies durch das gleichzeitige Zusammenwirken zweier physikalischer Effekte, der des archimedischen Prinzips, des Auftriebs unter der Bedingung  $\text{Auftrieb} \approx \text{Gewicht}$  und des Effekts der hydrodynamischen Schleppkraft, die einen Hydro-Pushing-Effekt erzeugt. Durch das zusätzliche „Eintreiben“ des AGS-Kabeltransportrohrstrangs können Kabel, insbesondere bei nicht gradlinigen Trassenverläufen, reibungsminimiert, reversibel auch in ultralangen Leerrohrstrecken verlegt werden, ohne am Kabel selbst ziehen zu müssen (s. Abb. 1 rechts). Mittels Rezirkulationspumpen und anderen hydraulischen Schlüsselkomponenten kann der Effekt der hydrodynamischen Schleppkraft auf dem gesamten, nicht mehr längenbegrenzten Leerrohrabschnitt erzeugt, geregelt und beliebig lange aufrechterhalten werden. Mit der Aufhebung der Längenbegrenzung für den Kabeleinzug in Leerrohre können Effizienz und Wirtschaftlichkeit erheblich gesteigert werden.

## 2 Kompakte Leerrohrverlegung zum Erhalt von Schmaltrassen

Mit der auch in langen Leerrohrabschnitten kabelschonenden Kabeleinzugstechnik AGS-ultra werden die montagetechnischen Grundvoraussetzungen für PowerRoad 2.0 geschaffen, um HV-Stromübertragungssysteme röhrenbasiert unterhalb der Straße verlegen und bei Bedarf auch austauschen zu können.

Es wird schnell ersichtlich, dass ein PowerRoad-Konzept aber nur dann realisiert werden kann, wenn Kabel sehr eng verlegt werden können, z. B. in Dreiecksverlegung, so dass sie sich in den Straßenbaukörper integrieren lassen (z. B. unterhalb des Standstreifens von Autobahnen). Bauverfahrenstechnisch ist dies Stand der Technik und unbedenklich.

Bei einem Autobahnquerschnitt im Trasseneinschnitt, bei dem die Fahrbahnoberfläche auf oder unterhalb Geländehöhe liegt, können kompakte Leerrohrsysteme auch unterhalb des

Banketts bzw. entlang des eigentlichen Baukörpers verlegt werden.

Hydraulische Endverschlüsse und Kabelmuffen werden im PowerRoad-Grundkonzept spannungsfrei neben dem Straßenbaukörper platziert, vorzugsweise im Trasseneinschnitt.

### 3 Aktive Kühlung kompakt verlegter Stromübertragungssysteme

Um das Bündelungskonzept „PowerRoad 2.0“ vollumfänglich bedienen zu können, müssen die späteren *betriebstechnischen Erfordernisse* für eine Stromübertragung in Schmaltrassen eingehalten werden können, damit eine Überwärmung der Kabel trotz kompakter Verlegung sicher ausgeschlossen werden kann.

Seit 2013 hat AGS die Option der aktiven Kabelkühlung nie aus den Augen verloren. AGS-ultra ermöglicht, mit auftriebsbedingter „Schwereelosigkeit“ und Hydro-Pushing, Kabeltransportrohrstränge in kompakt verlegte Leerrohre beliebiger Länge, selbst bei mäanderndem Trassenverlauf, zugbelastungsfrei reversibel verlegen zu können. Das so entstandene Leerrohr-Kabeltransportrohrsystem wird für den Stromübertragungsbetrieb mit Trink-/Brunnenwasser gefüllt, um die mit Hydropower verlegten Kabel, wassergebettet, bei Bedarf aktiv zu kühlen und ggfls. die Abwärme nutzen zu können.

In diesem dritten und *letzten Schritt der betriebstechnischen Umsetzung des AGS-PowerRoad-Prinzips*, kann für die Stromübertragung in Schmaltrassen bei Kühlbedarf die *Ausspeisung der Abwärme aus den Stromübertragungsverlusten* über die hydraulischen Endverschlüsse des Leerrohr-Kabeltransportrohr-Systems erfolgen. Das zirkulierende Kühlmedium Wasser kann nach einer Wärmetauscher-Passage, die im Kühlvorrang-Modus betrieben wird, bedarfsgerecht rückgekühlt und in das Leerrohr-Kabeltransportrohrsystem zurückgespeist werden.

Die Muffenareale (Kabelenden und Kabelmuffen) werden vorzugsweise mit direkter oder indirekter Wasserkühlung im Nebenschluss (hydraulisch ausgekoppelt) betrieben, um Hot Spots in den Stromübertragungssystemen vermeiden zu können.

### Fazit und Ausblick

Mit der gewonnenen Erkenntnis, dass die essentiellen technischen Randbedingungen und Forderungen erfüllt werden können, ist der Gedanke, HV-Stromtrassen mit Bundesfernstraßen zu bündeln, alles andere als revolutionär.

Ganz im Gegenteil: Die innovative, aber inzwischen auch marktreife AGS-Technik, ermöglicht bereits heute die technische Umsetzung von PowerRoad 2.0, ganz im Lichte der Infrastrukturbündelung, einem Gebot, dass seit 2014 bestehende Rechtsgrundlage für den Stromnetzausbau in Deutschland ist.

Innerstädtisch ist die Umsetzung des Infrastrukturbündelungsgebots mehr als selbstverständlich, und es ist hier schon lange Stand der Technik, dass auch HV- und MV-Stromleitungen unter der Straße verlegt werden. Am Ortsausgang endet jedoch bisher dieses Selbstverständnis für Erdkabelverlegung.

Schmaltrassen zu realisieren, in denen gleichzeitig große Strommengen schadlos für Mensch, Kabel und Umwelt transportiert werden, ist eine schon lange bestehende Zielsetzung, die mit der Supraleitungstechnik bereits ihre Machbarkeit unter Beweis gestellt hat, z. B. mit dem Projekt AmpaCity in Essen, bei dem jedoch die Inangsetzung und Aufrechterhaltung der aktiven Kühlung der Kabel mit flüssigem Stickstoff eine der technischen Herausforderungen und Hürden darstellt, die es noch zu beherrschen gilt.

HV-Schmaltrassen mit passiver und aktiver Wasserkühlung, wie sie mit AGS-Technik gebaut und betrieben werden können, sind dagegen wirtschaftlich und technisch leicht umsetzbar. Standardkomponenten aus der Heizungs- und Klimatechnik sorgen für eine das Kabel schützende Wasserbettung im PE-100-Doppelrohr (bestehend aus Leerrohr und Kabeltransportrohr).

Der „revolutionäre“ Schritt vom Landkabel als Erdkabel zum Landkabel als Straßenkabel müsste also „nur noch in den Köpfen“ derer stattfinden, die für Netzplanung, Netzausbau und Netzbetrieb zuständig sind, um den eigentlich selbstverständlichen und rechtlich manifestierten Wunsch, die Stromübertragung mit bereits existierenden Infrastrukturen kurzfristiger und ohne langwierige Genehmigungsprozesse zu vereinen, Wirklichkeit werden zu lassen.

In diesem „nur“ liegt offensichtlich die größte Hürde. Wird sie aber genommen, z. B. in Form einer Neugestaltung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes zu einem Infrastrukturausbaubeschleunigungsgesetz, wären die schnell gemachten Profiteure die gesamte Bauwirtschaft, der Anlagen- und Rohrleitungsbau, Kabelhersteller und letztendlich auch jedes Unternehmen, welches mit bezahlbarem Ökostrom CO<sub>2</sub> einsparen will.



Werner Spiegel  
AGS-Verfahrenstechnik GmbH



Dr. Rolf Hamann  
AGS-Verfahrenstechnik GmbH

## E1 Wabenstruktur zur Elektromobilität (Teil 3)

*In den ETG journalen 2-2020 und 1-2021 wurde diese Artikelserie aufgenommen. Im Rahmen derer wird der Ansatz des ETG Fachbereichs A2 vorgestellt, mit Hilfe einer Wabenstruktur die vernetzten Fragen und Terminologien der E-Mobilität in einem konformen System darzustellen und inhaltlich agil weiterentwickeln zu können. Hier folgt nun der 3. Teil.*

*Der Fachbereich A2 hat sich nämlich zur Aufgabe gemacht, die Fragen der E-Mobilität ganzheitlich zu betrachten und zu strukturieren, um die Zusammenhänge und Wechselwirkungen zwischen Technik und Betriebsweisen aufzuzeigen, sowie Gemeinsamkeiten aller elektrischen Verkehrsmittel herauszustellen.*

*Die Wabenstruktur und die hier in Teilen vorgestellten Erläuterungen sind in der Gesamtdarstellung auf der ETG Webseite [www.vde.com/etg](http://www.vde.com/etg) zu finden.*

Die restlichen beiden Teile der Artikelserie werden sukzessive in den nächsten Ausgaben des ETG journals veröffentlicht.

### 4 Straßenfahrzeuge

Unter elektrisch betriebenen Straßenfahrzeugen werden alle Beförderungsmittel für Güter und Personen verstanden, die sich mittels einer elektrischen Traktionsausrüstung auf Straßen, Plätzen und Wegen von A nach B bewegen können. Ein Umschaltgetriebe wie bei Verbrennungsfahrzeugen ist für elektrisch angetriebene Fahrzeuge aufgrund des über einen großen Geschwindigkeitsbereich hohen Anfahrmomentes grundsätzlich nicht erforderlich. Für eine Akzeptanz von elektrisch betriebenen Straßenfahrzeugen ist die Verfügbarkeit einer flächendeckenden Energiebereitstellung eine wesentliche Voraussetzung.

#### 4.1 LKW (fern)

Lastkraftwagen (LKW) für den Fernverkehr dienen dem Transport großer Men-

gen von Gütern und sind in Gewichtsklassen unterteilt. Außer dem hohen Kostendruck im Transportwesen, dominiert die Forderung nach einem großen Beförderungsvolumen. Die elektrische Ausrüstung inkl. On-Board-Speicher muss daher sehr kompakt sein bei gleichzeitig hohen Erwartungen an die Reichweite, die Traktionsleistung und deren Betriebsstunden. Es werden neben Batterien auch alternative Energieträger wie z.B. Wasserstoff oder auch konduktive Energiezuführungssysteme diskutiert.

##### 4.1.1 LKW (fern) ohne streckenseitiger Energiezuführung

Die volumetrische Energiedichte für Diesel ist etwa 25-mal größer als diejenige heutiger Traktionsbatterien. Zwar hat der Antriebsstrang eines batteriebetriebenen LKWs einen deutlich höheren Wirkungsgrad als ein Dieselfahrzeug, dennoch erreichen Batterie-LKWs maximal 50 % der Reichweite eines Dieselfahrzeugs bei vergleichbaren Einbauräumen und Zuladungen. Anstelle der etablierten Chassis-Konstruktion heutiger LKWs muss ein grundsätzlich neuer konstruktiver Ansatz zur Volumen- und Gewichtsverteilung von Elektro-LKWs gefunden werden. Größere Reichweiten erreicht man mit Brennstoffzellen-Fahrzeugen. Allerdings ist der Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoff-Versorgung erforderlich, die sehr viel aufwendiger ist als Ladestationen für batteriebetriebene Fahrzeuge. Elektrisch betriebene LKWs für den Fernverkehr ohne kontinuierliche Energiezuführung sind daher in nächster Zeit aus operativer Sicht wirtschaftlich nicht darstellbar.

##### 4.1.2 LKW (fern) mit streckenseitiger Energiezuführung

Mit einer zu zumindest teilweise streckenseitigen Energiezuführung lassen sich Volumen und Gewicht von On-Board-Speichern reduzieren, so dass sowohl die Reichweiten zunehmen, als auch die fahrzeugseitigen Investitions-

kosten abnehmen. Anstelle einer Infrastruktur mit Ladestationen muss ein Oberleitungssystem aufgebaut werden. Tatsächlich zeigt sich in einer Gesamtkostenbetrachtung das Konzept mit Oberleitung als die wirtschaftlichste Variante der Zukunft für den Fernverkehr. Bei dieser Betrachtung hilft die Tatsache, dass z.B. in Deutschland über 60 % der gesamten Ferntransportleistung auf ca. 30 % der Autobahnen erfolgt, so dass nur dieser Teil elektrifiziert werden muss. Da aber zum Bau einer Oberleitungsinfrastruktur sehr langwierige Genehmigungsprozesse erforderlich sind, insbesondere wenn diese Infrastruktur auch grenzüberschreitend sein soll, ist eine Umsetzung eher fraglich. Alternativ zur Oberleitung werden in Skandinavien auch Boden-Stromabnehmer-Systeme diskutiert. Aufgrund einer fehlenden Schutzerdungsverbindung zur Landseite müssen bei diesen Fahrzeugen besondere Schutzmaßnahmen (Isolationsüberwachung, doppelte Isolation) vorgesehen werden.

#### 4.2 PKW

Bei den elektrisch angetriebenen PKW unterscheidet man in batteriebetriebene Fahrzeuge und in Hybridfahrzeuge, die aus anderen Primärenergiequellen gespeist werden. Gegenüber dem LKW ist der PKW für eine geringere Lebensdauer, kleinere Leistungen bei gleichzeitig deutlich höherer Überlastfähigkeit des Antriebsstrangs auszulegen.

##### 4.2.1 Batteriebetriebene PKW

Nahezu alle Autohersteller bieten mittlerweile Elektroautos in unterschiedlichen Ausstattungsklassen an. Gegenüber den Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor sind für den Fahrer ein höheres Anfahrmoment und die geringere Geräuschbelastung unmittelbar spürbar. Im Antriebsstrang werden Batterien, Traktionsumrichter und Motoren unterschiedlicher Technologien eingesetzt. Durch die Produktion in großen Stückzahlen spielen bei der Auswahl der Technologie grundsätzliche Aspekte wie z. B. die Rohstoff-Verfügbarkeit eine große Rolle.

Die Traktionsbatterien können über Hochleistungs-Ladestationen in kurzer Zeit z. B. auf der Autobahnraststätte

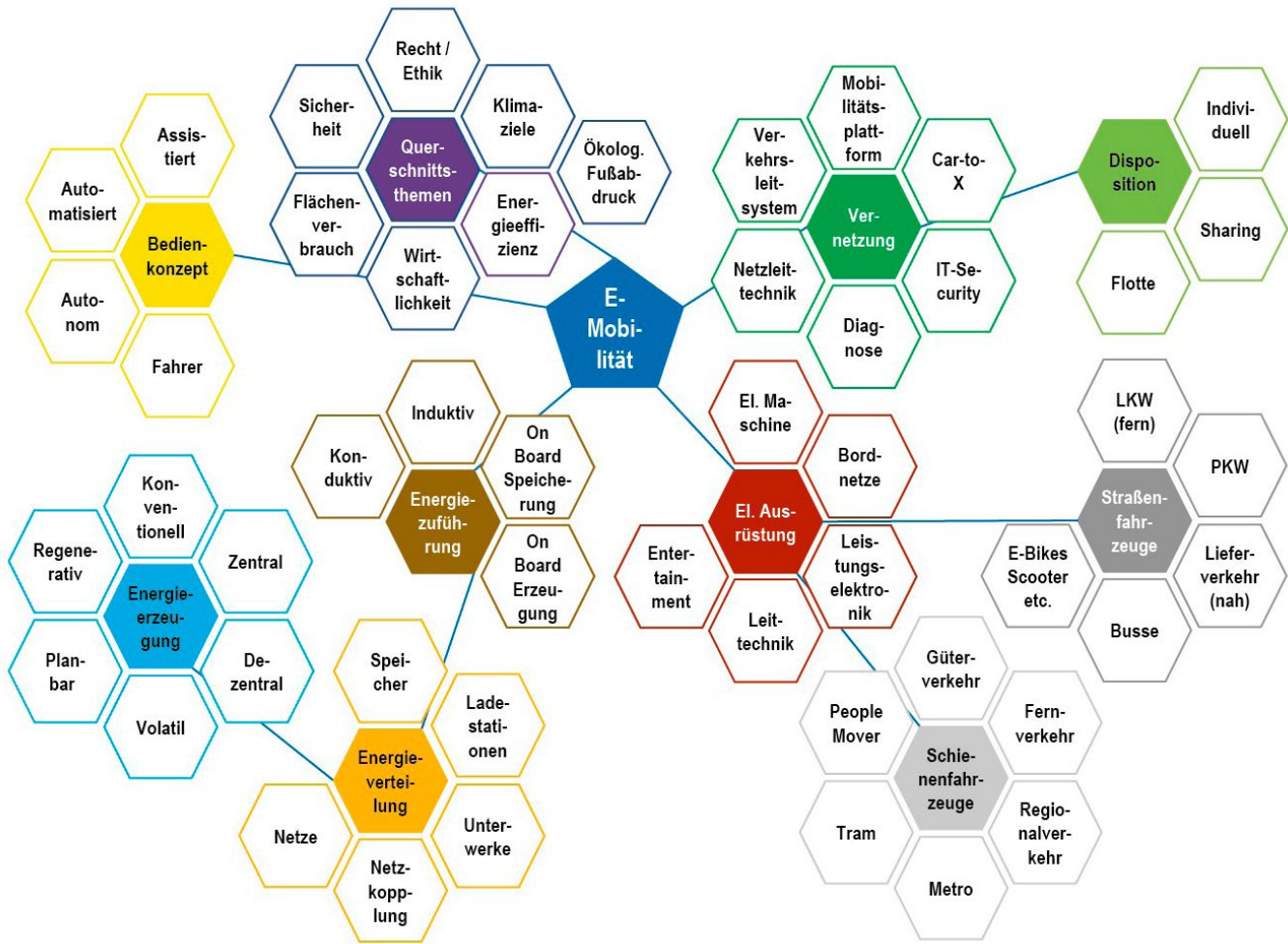


Bild 1: Wabenstruktur zur Elektromobilität

nachgeladen werden. Darüber hinaus besitzen Batterieautos auch Ladegeräte geringer Leistung, die auf die Belastbarkeit der privaten Hausnetze abgestimmt sind, so dass z. B. über Nacht in der Garage nachgeladen werden kann.

#### 4.2.2 Hybridfahrzeuge

Zu den Hybridfahrzeugen zählen alle Fahrzeugvarianten, bei denen aus unterschiedlichen Primärenergieträgern wie z. B. fossile Brennstoffe, Gas oder Wasserstoff zunächst elektrische Energie erzeugt wird, um dann einen Elektromotor anzutreiben. Zur Zwischenspeicherung der Energie wird zusätzlich eine Batterie eingesetzt. Der Vorteil von Hybridfahrzeugen gegenüber den Batterieautos liegt in der höheren Reichweite (Range Extender) und der schnelleren Betankungszeit. Je nach den zu verwirklichenden Zielstellungen werden

Hybridfahrzeuge als serieller (E-Antrieb wirkt für konventionellen Antrieb als Mittler), oder parallele Hybridfahrzeuge (E-Antrieb und konventioneller Antrieb wirken auf eine Achse) realisiert. Nachteilig ist der durch die zusätzliche Energiewandlung insgesamt schlechtere Wirkungsgrad. Da durch die Weiterentwicklung in der Batterietechnik noch weitere Potentiale erwartet werden, betrachtet man Hybridfahrzeuge heute als Übergangstechnologie.

#### 4.3 Lieferverkehr (nah)

Im innerstädtischen Verteilerverkehr findet man primär LKWs der unteren Gewichtsklassen. Anders als im Fernverkehr gibt es u.a. aufgrund der geringeren Streckenlängen im innerstädtischen Verteilerverkehr erste elektrisch angetriebene Fahrzeugflotten. Dort kön-

nen die Vorteile des Elektroantriebs (geringes Geräusch, hohes Anfahrmoment, emissionsfreier Betrieb, Rekuperation) perfekt genutzt werden. Aufgrund der ausgeprägten zyklischen Betriebsart im Fahrspiel, bieten sich batteriebetriebene Fahrzeuge im Verteilerverkehr besonders an. Wegen der gesetzlich geforderten CO<sub>2</sub>-Reduktion wird in den nächsten Jahren ein deutlicher Zuwachs an elektrisch angetriebenen LKWs im Verteilerverkehr erwartet.

#### 4.4 Busse

Busse dienen der Personenbeförderung und unterscheiden sich in Stadtbusse und Reisebusse. Ähnlich wie bei den LKWs findet man primär elektrisch angetriebene Busse im innerstädtischen Bereich in unterschiedlichen Konfigurationen und Längen. Wie beim

innerstädtischen Verteilerverkehr können elektrische Stadtbusse alle Vorteile der elektrischen Traktion nutzen. Im Wesentlichen unterscheidet man in Solobus (12 m), Gelenkbus (18 m) und Doppelgelenkbus (24 m). Wann welche Gefäßgröße zum Einsatz kommt, hängt von der erforderlichen Beförderungskapazität ab.

Da der innerstädtische Busverkehr häufig durch Betreiber mit eigenen Betriebshöfen und Werkstätten organisiert ist, lassen sich Nachladekonzepte einfacher realisieren als im öffentlichen Raum. Grundsätzlich kann man in Elektrobussen mit und ohne Oberleitung unterscheiden.

#### 4.4.1 Busse ohne Oberleitung

Elektrisch angetriebene Busse ohne Energiezuführung über eine Oberleitung kennt man sowohl als batteriebetriebene Busse als auch als Hybridbusse.

Die meisten Neuausschreibungen für Elektrobussen beziehen sich heute auf batteriebetriebene Stadtbusse. Mit der Einführung von Batteriebusen für den ÖPNV muss immer auch ein geeignetes Nachladekonzept entwickelt werden. Man unterscheidet in Flash-Charging (< 30 s z. B. an der Haltestelle), Opportunity-Charging (< 10 Minuten, z. B. an der Endhaltestelle) und Over-Night-Charging (i. d. R. im Depot).

Brennstoffzellen-Busse haben den Vorteil einer größeren Reichweite und werden dort eingesetzt, wo eine Versorgung mit Wasserstoff mit begrenztem Aufwand realisiert werden kann, z. B. wenn Wasserstoff als „Abfallstoff“ aus der Chemischen Industrie zur Verfügung steht. Hybridbusse mit fossilen Brennstoffen spielen heute kaum mehr eine Rolle.

#### 4.4.2 Busse mit Oberleitung

Oberleitungsbusse, auch Trolleybusse genannt, beziehen Ihre Energie aus einer zweipoligen Oberleitung und müssen wegen fehlender Erdung besondere Isolationsanforderungen erfüllen. Oberleitungsbusse reihen sich entweder im normalen Stadtverkehr ein und sind (mit einer gewissen lateralen Versatzmöglichkeit) an die Trasse der Oberleitung gebunden. Alternativ werden auch BRT-Systeme (Bus Rapid Transit), die auf eigenen Trassen fahren, mit Trolley-

bussen betrieben. Damit auch Strecken ohne Oberleitung befahren werden können, erhalten Oberleitungsbusse zusätzliche Traktionsbatterien, deren Größe durch die oberleitungsfreien Streckenabschnitte bestimmt ist. Je nach Verkehrsbetrieb werden bis zu 80 % der Strecke aus der Traktionsbatterie gefahren. Die Nachladung der Batterie erfolgt dann beim Betrieb unter der Oberleitung (In Motion Charging). Durch die Kombination aus Oberleitungsbetrieb und reinem Batteriebetrieb erlebt der Trolleybus aktuell eine Renaissance.

#### 4.5 E-Bikes, Scooter etc.

Elektrisch angetriebene Kleinstfahrzeuge für die autarke Beförderung von Einzelpersonen auf kurzen Strecken finden mehr und mehr Anklang bei der Bevölkerung, da sie neben der reinen Beförderungsfunktion auch in der Freizeitgestaltung genutzt werden. Durch die begrenzten Anforderungen an Reichweite und Leistung sind diese Geräte klein und kompakt und beeinflussen den modalen Split im Nahbereich. Da die Komponenten der elektrischen Ausrüstung in großen Stückzahlen gefertigt werden, lassen sich Skalierungs- und Synergieeffekte erzielen, was zu reduzierten Preisen und damit weiter steigenden Attraktivität führt.

### 5 Schienenfahrzeuge

Als elektrisch angetriebene Schienenfahrzeuge werden hier alle spurgeführten Fahrzeuge verstanden. Um im Fehlerfall die Strecke räumen zu können, haben Schienenfahrzeuge oftmals eine zu mindestens teilweise redundante Traktionsausrüstung. Zur Energiezuführung kommen prinzipiell alle bekannten Systeme zum Einsatz mit unterschiedlichen Spannungsklassen.

Schienenfahrzeuge dienen dem Transport von Personen und Material im Nah- und Fernverkehr und haben eine höhere Beförderungskapazität als Straßenfahrzeuge. Dies wird insbesondere durch die Kuppelbarkeit zu größeren Zugverbänden erreicht. Durch den Rad-Schiene-Kontakt lassen sich Beschleunigungs- und Bremskräfte deutlich schlechter übertragen als dies bei Straßenfahrzeugen möglich ist, aller-

dings ermöglicht der spezifische geringe Rollwiderstand energetisch sehr günstige Fahrspiele bei hoher Laufkultur.

#### 5.1 Fernverkehr

Im Fernverkehr zur Personenbeförderung werden Züge unterschiedlicher Geschwindigkeitsklassen eingesetzt, die sich an der Ausführung der zu befahrenden Trassen orientiert. Zur Realisierung hoher Geschwindigkeiten bei gleichzeitig hoher Auslastung der Trassen sind neben zentralen Betriebsstellen streckenseitig Zugsicherungsanlagen verbaut.

In erster Näherung spricht man über Hochgeschwindigkeitsverkehr bis 350 km/h und Fernzüge bis 200 km/h, die über Oberleitungssysteme mit Energie versorgt werden. Als Haltepunkte werden im Wesentlichen die Oberzentren angefahren. Im grenzüberschreitenden Verkehr müssen oftmals Fahrzeuge eingesetzt werden, die für zwei oder mehrere Versorgungs-Spannungen ausgelegt sind.

#### 5.2 Regionalverkehr

Züge für den Regionalverkehr dienen dem Verkehr zwischen den Oberzentren und den Mittelzentren bzw. den Kleinstädten. Typisch werden Geschwindigkeiten von bis zu 160 km/h erreicht. Da im ländlichen Raum die Elektrifizierung der Strecken nicht überall gegeben ist, werden neben rein elektrischen Fahrzeugen, die aus der Oberleitung versorgt werden, auch Diesel- und dieselelektrische Züge eingesetzt. Zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen werden zunehmend auch hybride Antriebskonzepte diskutiert. Dabei wird die Energie für den elektrischen Antrieb entweder aus unterschiedlichen Primärenergieträgern wie z. B. fossilen Brennstoffen, Gas oder Wasserstoff erzeugt, oder es kommen Batterien zum Einsatz. Als Variante zum Regionalverkehr, die durch einen hohen Ausbaustandard, festgelegte Zugfolge und hohe Beförderungseleistungen gekennzeichnet ist, kommen elektrische Regionalzüge in Ballungsräumen als sogenannte „S-Bahnen“ (In Frankreich als RER bezeichnet) auf bestehenden Bahntrassen, aber auch auf eigenen Tunnelstrecken zum Einsatz. Die älte-

ren Systeme bedienen sich einer eigenen Bahnstromversorgung, die neueren nutzen meist die vorhandene Infrastruktur des elektrischen Regional- und Fernverkehrs.

### 5.3 Metro

Im innerstädtischen Personenverkehr erreicht man mit den unabhängig geführten Metrosystemen die höchste Beförderungsleistung. Daher findet man Metro's ausschließlich in sehr großen Städten und Ballungsgebieten. Durch das Bevölkerungswachstum und die zunehmende Urbanisierung wächst die Anzahl der Metrosysteme weltweit trotz der sehr hohen Baukosten für die Tunnelstrecken. Metros fahren als Mehrwagenzug, deren Energiezuführung geschieht heute hauptsächlich über leistungsstarke Stromschienensysteme bzw. vereinzelt auch über Oberleitungssysteme mit hohen Gleichspannungen. Der mittlere Haltestellenabstand reicht von ca. 600 m z. B. in Stadtzentren bis zu 2000 m in den Randgebieten. Da Metros in der Regel auf eigenen nicht öffentlich zugänglichen Trassen und in einer hohen Taktrate verkehren, findet man zunehmend automatisierte oder teilautomatisierte Metro-Systeme, die neben einem verminderten Personalbedarf, eine höhere Flexibilität in der Disposition und eine weiter verbesserte Betriebsqualität bewirken können.

### 5.4 Tram

Durch die Eröffnung der ersten elektrisch betriebenen Straßenbahnstrecken in Berlin und Paris durch Werner von Siemens haben sich Straßenbahnsysteme rasch auf der gesamten Welt verbreitet, sind aber in den Jahrzehnten der Massenmotorisierung je nach politischer Maxime als vermeintliches „Verkehrshindernis“ diffamiert und vielerorts abgebaut worden. Eine große Verbreitung und sogar Renaissance ist heute primär in Europa zu finden, aber auch in Nordamerika entstehen neue Systeme. Beim historisch gewachsenen Aufbau der Infrastrukturen in den Städten wurden teilweise auch spezielle lokale Anforderungen berücksichtigt, so dass heute Straßenbahnen in Mittel- und Oberzentren mit unterschiedlichen

DC-Spannungsnetzen, Spurweiten und Betriebsleitsystemen eingesetzt werden. Durch einen mittleren Haltestellenabstand von 300 m–800 m ist zur Erreichung einer akzeptablen Reisegeschwindigkeit eine sehr hohe Anfahrbeschleunigung und Bremsverzögerung erforderlich, die oft bis an die physikalischen Grenzen des Rad-Schienenkontaktes heranreicht. Zur Erhöhung der Transportkapazität werden Straßenbahnen bedarfsabhängig auch in Zugverbänden gekuppelt. Straßenbahnen, die innerhalb des fließenden Straßenverkehrs verkehren, müssen erhöhte Bremsanforderungen z. B. in einer Gefahrensituation erfüllen. Zur Erreichung dieser Anforderungen sind unterschiedliche Bremssysteme vorgeschrieben. Alternativ fahren Straßenbahnen auf unabhängigem Gleiskörper, die dann auch als Stadtbahnen bezeichnet werden. Das System „Stadtbahn“ ermöglicht es, die konventionelle Straßenbahn skalierbar in ein Metro-ähnliches System zu entwickeln, bzw. die Vorteile beider Systeme zu verbinden. Beispielsweise kann eine partielle Metro-Infrastruktur im Sinne einer „Pre-Metro“ frühzeitig durch Straßenbahnen genutzt werden.

Als Variante einer spurgeführten, elektrisch betriebenen Omnibus-Bahn sind Straßenbahnen unter dem Begriff „Tramway sur pneu“ zum Beispiel im Frankreich in Betrieb. Die Motivation für den Betrieb solcher Systeme besteht in der Nutzung konventioneller Fahrbauelemente.

### 5.5 People Mover

Als People Mover werden Verkehrssysteme bezeichnet, die auf kurzen Strecken oft automatisiert mit einer hohen Taktrate betrieben werden. Man findet sie primär an Flughäfen und Messen. Außer den konventionellen Schienenfahrzeugen gibt es sehr unterschiedliche Ausführungsvarianten, die je nach lokalen Anforderungen eingesetzt werden. Etabliert haben sich gummibereifte People Mover, die die Schiene als Spurführung nutzen. Darüber hinaus findet man Monorails und Hängebahnen, sowie von Zugseilen gezogenen Kabinenbahnen. Außer bei den Zugseilbahnen ist die elektrische Ausrüstung der People Mover denen der U-Bahnen sehr ähnlich.

### 5.6 Güterverkehr

Das Haupteinsatzgebiet von Güterzügen ist der Fernverkehr von großen Transportvolumina, da dort die Vorteile des Schienengüterverkehrs gegenüber dem straßengebundenen Güterverkehr dominieren: Sehr zuverlässiger, sicherer, umweltfreundlicher und insgesamt wirtschaftlicher Transport. Dagegen spielt der schienengebundene Güterverkehr im Nahverkehr kaum (mehr) eine Rolle, da die Flexibilität und Transportgeschwindigkeit des Straßengüterverkehrs dort unschlagbar sind.

Güterzüge werden als lokbespannte Zugverbände geführt, wobei die Zuglängen mehrere hundert Meter betragen kann, international auch deutlich über 1000 m. Bei sehr langen Zugverbänden ziehen insbesondere bei topographisch anspruchsvollen Strecken auch mehrere Loks den Wagenzug. Elektrisch betriebene Lokomotiven müssen in Europa die gängigen Versorgungs-Spannungen beherrschen, da sie oft im grenzüberschreitenden Verkehr betrieben werden. Elektrische Bahnen haben heute auch noch im Punkt-zu-Punkt-Güterverkehr ihre Berechtigung, zum Beispiel im Bergbau, oder als Industriebahn.

*Die Fortsetzung folgt in  
ETG journal 1-2022.*

#### Autoren:

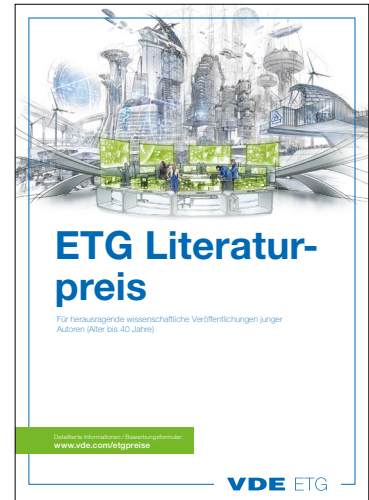
- *Dr.-Ing. Daniel Horstmann,  
Siemens Mobility GmbH*
- *Dipl.-Ing. Sven Klein,  
Stadler Pankow GmbH*
- *Dr.-Ing. Ludger Schülting,  
Kiepe Electric GmbH*
- *Dr.-Ing. Carsten Söffker,  
ALSTOM Transport Deutschland GmbH*
- *Dipl.-Ing. Ulrich von Stockhausen,  
VAG Verkehrs-Aktiengesellschaft Nürnberg*
- *Dipl.-Ing. Nyascha Wittmann,  
Technische Univ. Dresden*
- *Dipl.-Ing. Martin Walcher,  
ehemals: Siemens Mobility GmbH*

# 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 Dr.-Ing. Michael Schwan, ETG Vorstandsvorsitzender im Rahmen der CIGRE/CIRED Informationsveranstaltung am 12. Oktober 2021 in Hamburg.

Die Preisträger sind:



## Thomas Götz und Hannah Kirchner

in Würdigung der Veröffentlichung

### **Partial Discharge Behaviour of a Protrusion in Gas-Insulated Systems under DC Voltage Stress**

erschienen in: Energies 2020, 13(12), 3102



### Laudatio

Im Beitrag stellen Thomas Götz und Hannah Kirchner ihre Ergebnisse zum Teilentladungsverhalten einer festen Störstelle in gasisolierten Systemen unter Gleichspannungsbelastung dar, wobei neben dem bekannten Isoliergas Schwefelhexafluorid ( $\text{SF}_6$ ) auch synthetische Luft als umweltfreundliche Alternative untersucht wird.

Gasisolierte Anlagen sind heutzutage ein essentielles Betriebsmittel der Elektroenergieübertragung und deren Zuverlässigkeit über die geplante Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten ist von systemweiter Bedeutung. Diese Anlagen kommen derzeit nur unter Wechselspannungsbelastung zum Einsatz, wobei ein Einsatz dieses äußerst kompakten und durch eine hohe Verfügbarkeit ausgezeichneten Assets unter Gleichspannungsbelastung nur eine Frage der Zeit ist. Maßgeblich für eine hohe Verfügbarkeit der Betriebsmittel ist die sichere Prüfung auf Teilentladungsfreiheit im Rahmen von Werksabnahme- und Vor-Ort-Prüfungen.

Mit ihrem Beitrag gelang es Herrn Götz und Frau Kirchner die elektrischen Parameter der Entladungsprozesse einer typischen Fehlstelle gasisolierter Systeme in Abhängigkeit des Isoliergasdrucks und der Belastung besser und umfangreicher zu charakterisieren. Damit liefern sie einen wesentlichen Beitrag zur genaueren Interpretation von Teilentladungsmessungen durch Fachexperten\*innen.

Mit innovativen Methoden konnte die bisher mit modernen, breitbandigen Messmethoden nicht spezifizierten und beschriebenen Entladungsphänomene in gasisolierten Systemen durch anschauliche Beschreibungen greifbar gemacht werden. Unter anderem wurde eine symmetrische Greinacher-Verdopplerschaltung genutzt, welche durch eine geringe Welligkeit der Spannung eine bessere Signalqualität der Messergebnisse ermöglicht. Durch diese hochgenauen Analysen konnte der Autor und die Autorin erstmalig eine Einteilung in impulsbehaftete und impulslose Teilentladungsströme vornehmen. Die Korrelation der Ergebnisse mit der Störstellenpolarität und dem Isoliergasdruck liefert dabei die Basis für die abgeleitete Klassifizierung der auftretenden Entladungsarten. Dabei konnten vier unterschiedliche Typen klar separiert werden, wobei deutlich wird, dass dem impulslosen Anteil des Entladungsstroms eine signifikante Bedeutung beim Ablauf der Entladung zukommt. Diese Klassifizierung liefert wichtige Informationen für Teilentladungsmessungen an realen Systemen und die Interpretation der erzielten Ergebnisse.

Darüber hinaus zeigt der Beitrag, dass die entwickelten Methoden auch für synthetische Luft als klimafreundliche Alternative zu  $\text{SF}_6$  nutzbar sind. Die grundlegenden, vergleichenden Untersuchungen können die Basis für die weitere, umfassende Beschreibung des Entladungsverhaltens von alternativen Isoliergasen bei Gleichspannungsbelastung sein, welcher bisher in der Forschung nur eine untergeordnete Rolle zukommt.

## Daniel Mayorga González

in Würdigung der Veröffentlichung

### **The smart power cell concept: mastering TSO–DSO interactions for the secure and efficient operation of future power systems**

erschienen in: IET Generation, Transmission & Distribution (Volume: 14, Issue: 13, 7 3 2020)



#### Laudatio

Im Rahmen der fortschreitenden Energiewende kommt den Verteilnetzen stetig steigende Bedeutung zu. Sie tragen nicht nur die Hauptlast bezüglich der Integration dezentraler, regenerativer Einspeisungen, sondern müssen in Zukunft auch verstärkt Systemdienstleistungen für das Gesamtsystem erbringen, wie zum Beispiel Regelleistungs- oder auch Blindleistungsbereitstellung. In diesem Zusammenhang wird auch vermehrt – unter anderem in einer ETG Task Force – untersucht, inwiefern stärker dezentral organisierte, zellulare Netzstrukturen und eine Teilbilanzierung im Verteilnetz hier aber auch im Übertragungsnetz und im Gesamtsystem Vorteile bringen können.

Hier setzt die prämierte Veröffentlichung von Herrn Daniel Mayorga González an. Sie beschreibt ein auf zellularen Strukturen basierendes Organisations- und Betriebskonzept – Smart Power Cells genannt – für Energieversorgungssysteme auf Mittel- und Niederspannungsebene. Die einzelnen „Smart Power Cells“ sind dabei als eigenständig,

ausregelbare Einheiten definiert und konzipiert, die auf Anforderung Wirk- und Blindleistung an der Schnittstelle vom Verteil- zum Übertragungsnetz variieren, um so Vorteile auf beiden Netzebenen zu generieren und das Gesamtsystem zu stabilisieren. Das dynamische Verhalten der Smart Power Cells inklusive der implementierten Regelalgorithmen für Wirk- und Blindleistung wird anhand öffentlich verfügbarer Testnetze auf Übertragungs- und Verteilnetzebene umfassend untersucht und validiert.

Ebenso wie die eigentliche wissenschaftliche Leistung kann die schriftliche Fassung der englischsprachigen Veröffentlichung vollständig überzeugen. Sie ist mit der notwendigen Sorgfalt erstellt, gut strukturiert und systematisch aufgebaut. Der Schreibstil ist präzise, verständlich und wissenschaftlich korrekt.

Die prämierte Veröffentlichung stellt damit zweifelsfrei einen wichtigen und innovativen Beitrag zu einem hochaktuellen Thema der Energieversorgungsbranche im Bereich des Zusammenwirkens von Übertragungs- und Verteilnetzebene dar.

## Dr.-Ing. Patrick Hofstetter

in Würdigung der Veröffentlichung

### **Parasitic Turn-On of SiC MOSFETs – Turning a Bug into a Feature**

erschienen in: PCIM Europe digital days 2020, 7 – 8 July 2020



#### Laudatio

Herr Hofstetter untersucht in hoher Akribie das Schaltverhalten der beiden SiC-MOSFETs und deren interner Body-Dioden in einer Halbbrücke.

Die Veröffentlichung zeigt gemessene Ströme und Spannungen über beiden Halbleitern während des Schaltvorgangs. Fünf relevante Parameter werden variiert: Gate-Spannung des ausgeschalteten MOSFETs, Gate-On-Widerstand des schaltenden MOSFETs, Zwischenkreisspannung, Drain-Strom und Temperatur. Die Wahl der Parameter und deren Variationen orientieren sich dabei an denen heute üblicher kleinerer Traktionsanwendungen.

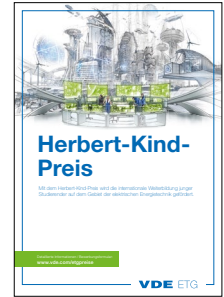
Für jede Variante erfolgt eine tabellarische Gegenüberstellung der Verluste während des Einschaltvorgangs. Anhand dieser Vorgehensweise wird schnell ersichtlich, dass das parasitäre Einschalten zu einer Reduktion der Gesamtschaltverluste führt.

Trotz hoher Zwischenkreisspannung, hohem Strom und hoher Temperatur kann schließlich mit dem kleinsten Gate-Widerstand geschaltet werden und eine niedrigere Überspannung und damit niedrige Verluste erreicht werden, wenn das parasitäre Einschalten kurzzeitig zugelassen wird. Insbesondere für Traktionsanwendungen, bei denen die hohe Überspannung die Schaltgeschwindigkeiten limitiert, führt dies zu einer signifikanten Verlustreduktion.

Herr Hofstetter zeigt in seiner Veröffentlichung eine außerordentlich systematische und sehr gut nachvollziehbare Darstellung seiner experimentellen Arbeiten. Die Ergebnisse seines unkonventionellen Ansatzes werden die Einsatzbereiche von SiC-MOSFETs deutlich erweitern. Die Veröffentlichung leistet damit einen wertvollen Beitrag zur Ausschöpfung des Potentials von SiC-Halbleitern in der Leistungselektronik.

# Herbert-Kind-Preis

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



Der Preisträger ist:

## Armin Waffenschmidt



### Lebenslauf

Armin Waffenschmidt studierte seit dem Wintersemester 2016 den Bachelorstudiengang Wirtschaftsingenieurwesen (Fachrichtung Elektrische Energietechnik) an der RWTH Aachen und befindet sich seit Oktober 2020 im Masterstudiengang Elektrotechnik, Informationstechnik und Technische Informatik mit der Vertiefungsrichtung Electrical Power Engineering.

Armin Waffenschmidt kann herausragende Studienleistungen, erste Auslandserfahrung, sowie pädagogisches und soziales Engagement vorweisen. Das Gutachtergremium hält Herrn Waffenschmidt daher in fachlicher und in persönlicher Hinsicht für einen würdigen Preisträger des Herbert-Kind-Preises 2021.

Neben dem Studium engagiert er sich bei der Grünen Jugend Aachen, in der Regionalgruppe des Evangelischen Studienwerks Villigst sowie beim BeBuddy-Programm der RWTH Aachen zur Unterstützung internationaler Studierender.

Das Wintersemester 2021/2022 wird er mit der Unterstützung des Herbert-Kind-Preises an der INSA Lyon in Frankreich verbringen.

*Nach seinem Auslandsaufenthalt wird wie üblich ein Aufenthaltsbericht veröffentlicht.*

## Preisaufrufe 2022

### ETG Literaturpreis 2022

Für herausragende wissenschaftliche Veröffentlichungen junger Autoren (Alter bis 40 Jahre) aus dem Jahr 2021 (± ¼ Jahr).

**Preis:** 3.000 €

**Themen:** Alle Fachgebiete der elektrischen Energietechnik

**Kriterien:** Bestzung der Arbeit, Originalität, Kompetenz, Darstellung, Form

**Termin:** bis 14. Februar 2022 (auch Vorschlag von möglichen Kandidaten)

**Bitte senden Sie Ihre Bewerbung an:**  
Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)  
Strosemannallee 15  
60596 Frankfurt/Main  
Tel. +49 69 6308-346  
Fax +49 69 6308-9622  
etg@vde.com

Detaillierte Informationen / Bewerbungsformular:  
[www.vde.com/etgpreise](http://www.vde.com/etgpreise)

VDE ETG

### Herbert-Kind-Preis 2022

Mit dem Herbert-Kind-Preis wird die internationale Weiterbildung junger Studierender 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 2022 (auch Vorschlag von möglichen Kandidaten)

**Bitte senden Sie Ihre Bewerbung an:**  
Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)  
Strosemannallee 15  
60596 Frankfurt/Main  
Tel. +49 69 6308-346  
Fax +49 69 6308-9622  
etg@vde.com

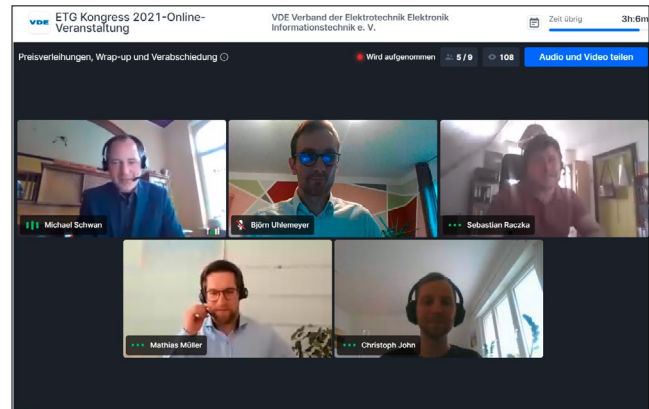
Detaillierte Informationen / Bewerbungsformular:  
[www.vde.com/etgpreise](http://www.vde.com/etgpreise)

VDE ETG

# Best-Paper-Award

Zum Abschluss des ETG Kongresses 2021 hat die ETG vier Best-Paper-Awards verliehen, wobei auf 2 Paper die gleiche Anzahl Stimmen entfielen. Dabei wurde nicht nur der eingereichte Beitrag im Vorfeld durch den Programmausschuss begutachtet, sondern es wurde auch der Vortrag seitens der Kongressteilnehmer und -teilnehmerinnen inhaltlich und bezüglich der Vortragsweise bewertet.

Es konnten vier klare Sieger ermittelt werden, auf die die meisten Stimmen entfielen:



## Björn Uhlemeyer, M.Sc., Bergische Universität Wuppertal

in Würdigung der Veröffentlichung

**„Optimale sektorenübergreifende Eigenversorgung von typischen Energiezellen auf Niederspannungsebene“**

Weitere Autoren sind Joshua Jakob, M.Sc., Bergische Universität Wuppertal;  
Alexander Hobert, M.Sc., Bergische Universität Wuppertal;  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Bergische Universität Wuppertal.



## M.Sc. Christoph John, TransnetBW GmbH

in Würdigung der Veröffentlichung

**„Synchronous condensers causing transient instability in a highly stressed grid“**

Weiterer Autor ist Dipl.-Ing. Hans Abele, TransnetBW GmbH.



## Mathias Müller, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München

in Würdigung der Veröffentlichung

**„Future grid load with bidirectional electric vehicles at home“**

Weiterer Autor ist Yannic Schulze, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München.



## Sebastian Raczka, M.Sc., TU Dortmund University

in Würdigung der Veröffentlichung

**„Identification of relevant local grid stations for a smart grid automation system“**

Weitere Autoren sind Dominik Hilbrich, M.Sc., TU Dortmund University;  
Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, TU Dortmund University.

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

**Best-Paper-Award**

## E2 Optimale sektorenübergreifende Eigenversorgung von typischen Energiezellen auf Niederspannungsebene

### Kurzfassung

*In immer mehr Nieder- und Mittelspannungsnetzen entstehen Eigenverbrauchssysteme, in welchen elektrische Energie lokal gewonnen und genutzt wird. In diesem Beitrag wird untersucht wie die entstehenden typischen Energiezellen auf Niederspannungsebene optimal sektorenübergreifend ausgestaltet werden können. Dabei wird insbesondere der Einfluss von den Netzinfrastrukturen Strom, Gas und Wärme, sowie den angeschlossenen Prosumern untersucht.*

### 1 Motivation und Ziel

Die Energiewende im Stromsektor in Deutschland schreitet, hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung, stetig voran. Im Jahr 2020 erreichte der Erneuerbare-Energien-(EE)-Anteil am Strommix erstmals 50,5% [1]. Die Entwicklung im Wärme- und Verkehrssektor liegt diesen Erwartungen hingegen weit hinterher. In diesen Sektoren wurden 2019 lediglich ca. 15,0% (Wärme) und 5,6% (Verkehr) EE-Anteile erreicht [2]. Eine zentrale Herausforderung ist es die Energiewende in diesen Sektoren auch in den dezentralen Energiesystemen (auf Haushalts- und Quartierebene) zu ermöglichen und umzusetzen. Nur so kann eine Defossilisierung des gesamten Energiesystems erfolgen. Da eine sektorenübergreifende Analyse von Energiesystemen notwendig ist und dezentrale Eigenverbrauchssysteme eine immer größere Rolle spielen, wurde im letzten Jahrzehnt der zellulare Ansatz entwickelt. Ziel dieses Beitrages ist es aufzuzeigen wie mithilfe von Energiezellen (EZ) in dezentralen Energieversorgungsstrukturen möglichst wirtschaftliche Lösungen in typischen deutschen Netzstrukturen mit lokaler Energiegewinnung und Sektorenkopplung ausgestaltet werden können.

### 2 Stand der Forschung

In verschiedenen Projekten und Studien wurde der Begriff EZ eingeführt oder genutzt, um sektorenübergreifend Energiesysteme zu beschreiben, zu analysieren und zu optimieren. Eines der ersten Projekte, welches den Begriff nutzte, war Modellstadt Mannheim [3]. Dort wurde der Begriff jedoch noch sehr stark auf die elektrische Energieversorgungsinfrastruktur bezogen. Die Publikation, welche dem zellularen Ansatz am meisten Aufmerksamkeit eingebracht hat, erschien 2015 vom VDE [4]. Dort wurde besonders die Möglichkeit verglichen Endverbraucher mit unterschiedlichen Netzanschlüssen zu versorgen. Zudem wurde eine Berechnung durchgeführt, welche bewertet hat, inwiefern ein stark dezentral gestaltetes Energiesystem den Stromübertragungsbedarf re-

duzieren könnten. Der Netzausbaubedarf stand auch im Fokus der Studie „Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf“ [5]. Jedoch wurde hier lediglich der Begriff „zellular“ genutzt ohne darauf einzugehen, inwiefern dieser den Netzausbaubedarf konkret beeinflusst. Weitere Publikationen untersuchten den zellularen Ansatz auf Quartierebene insbesondere die Kombination unterschiedlicher Technologien [6] [7]. Eine systematische Begrenzung von EZ wurde in der Studie „Zellulare Energienetze“ [8] erstmals beschrieben. Die erste vollumfängliche Definition einer EZ wurde 2019 durch den VDE [9] veröffentlicht. In [10] wird das erste Mal die Beschreibung und Einteilung des Energiezellmanagements in System-Operator und System-Controller dargestellt.

Insgesamt wird deutlich, dass der zellulare Ansatz mit der Kernidee der Subsidiarität weiterhin eine gewisse Aufmerksamkeit hat, jedoch noch keinen festen Platz in der Analyse, Gestaltung und dem Betrieb von Energiesystemen einnimmt.

### 3 Definition eines sektorenübergreifenden Eigenversorgungsgrads

Um zu beurteilen, ob eine lokale Gewinnung und Nutzung von Energie wirtschaftlich sinnvoll ist, wird eine sektorenübergreifende Beschreibung von Energiesystemen benötigt. EZ können genutzt werden, um diese sektorenübergreifenden Analysen von Energiesystemen durchzuführen und um festzustellen wie lokale EE-Potenziale bestmöglich genutzt werden können. Da es Gebiete mit höheren und niedrigeren Energiegewinnungspotenzialen und -bedarfen gibt, ist es sinnvoll den zukünftigen möglichen Eigenversorgungsgrad (EVG) in Kombination mit den zu erwartenden Kosten zu analysieren, um aus volkswirtschaftlicher Sicht zu beurteilen, ob eher dezentrale oder zentrale Energiegewinnungsstrukturen zu einer effizienten Energiewende beitragen. Im Allgemeinen ist der EVG definiert als Verhältnis zwischen einer Produktion aus eigenen Quellen und einem Bedarf [11]. So lässt sich anhand einer Kennzahl feststellen, in welchem Maße sich eine EZ selbst mit Energie versorgen kann und ggf. zu gewissen Zeiten Überschüsse hat, welche exportiert werden können. In der Energiewirtschaft wird dieser aber sehr oft lediglich auf elektrische Energie bezogen [12] [13]. Dies ist bspw. bei der wirtschaftlichen Dimensionierung von Photovoltaik sinnvoll, jedoch muss bei einer vollumfänglichen Analyse, Optimierung und nachhaltigen Gestaltungen eines Energiesystems dazu der gesamte Energiebedarf betrachtet werden. In diesem Abschnitt wird daher eine vollumfängliche Definition eines sektorenübergreifenden EVGs eingeführt. Dieser ermöglicht einen gesamtenergetischen Vergleich. Wie auf *Bild 1* dargestellt ist, kann der EVG anhand der Parameter Bezugspunkt, Sektor, Nachhaltigkeit und Bilanzierung unterschieden werden.

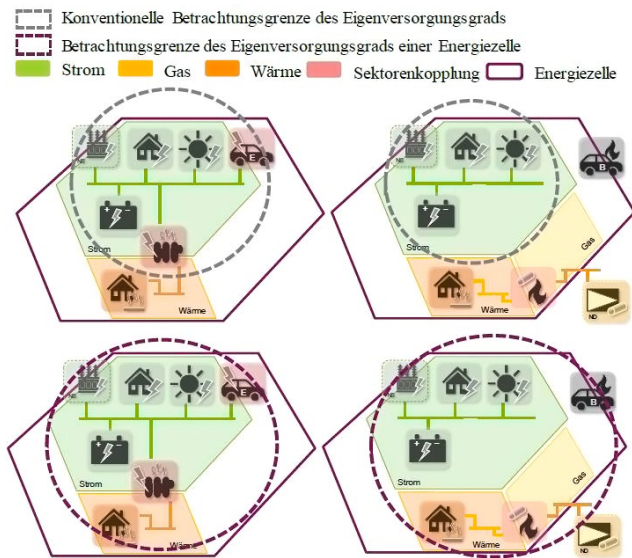


Bild 1: Übersicht der Parameter des sektorenübergreifenden EVGs

Die Beschreibung der Parameter ist dem Paper im Tagungsband des ETG Kongresses zu finden. In dieser Arbeit wird der sektorenübergreifende erneuerbare reale EVG untersucht, da in EZ der Anteil von erneuerbaren Energien, welcher lokal gewonnen und genutzt wird, betrachtet werden soll.

## 4 Untersuchungsmethode

### 4.1 Methode

Als Grundlage für die Untersuchung wurden typische EZ definiert bzw. erstellt. Anhand dieser sollen Aussagen über das Potenzial bzw. die Grenzen von dezentraler Eigenversorgung in Deutschland getroffen werden. Die typischen EZ bestehen aus Niederspannungsnetzen (EZ-Ebene B (siehe auch [10])) in welchen ggf. eine parallele Gas- oder Wärmeinfrastruktur vorhanden ist. In diesen wird der Bedarf für elektrische Energie, Wärme und Mobilität abgebildet. Der Energiebedarf für diese Sektoren ist in Deutschland für einen Großteil der Treibhausgasemissionen verantwortlich [14]. Daher wird untersucht inwiefern der bisherige, meist durch fossile Energieträger gedeckte Energiebedarf durch nachhaltige Technologien bereitgestellt werden kann.

Zur Untersuchung der genannten Faktoren wird eine Simulationsumgebung genutzt, in der eine elektrische Netzberechnung, eine bilanzielle Nachbildung der Gas- und Wärmeverorgungsinfrastruktur sowie weiterer nichtleitungsgebundener Energiebedarfe modelliert sind. So wird eine umfangreiche Analyse der Stromversorgungsnetze unter Berücksichtigung der anderen Sektoren ermöglicht. Gleichzeitig werden auch die Energiebedarfe der Sektoren Gas, Wärme und Verkehr bilanziert, wodurch entstehende Treibhausgasemissionsäquivalente und Kosten ermittelt und gegenübergestellt werden können. Um die Eigenversorgung möglichst umfangreich zu untersuchen wurden unterschiedliche Use-Cases erstellt. Dazu wurden neben der Variation der Netzinfrastruktur (in den Energiesystem-Use-Cases) auch die Technologieverteilungen

in den Haushalten (Status Quo, Grenz- und Maximalszenario) variiert. Der mögliche Lösungsraum für die Technologien besteht aus Photovoltaik-Anlagen, Batteriespeichern, Wärmepumpen, Elektroautos, Gasbrennwertthermen und konventionellen Kraftfahrzeugen. Darauf aufbauend werden die Betriebsoptimierung, die Netzberechnung und die Auswertung durchgeführt. Diese Schritte werden in den nachfolgenden Abschnitten näher erläutert. Darauf aufbauend werden die Betriebsoptimierung, die Netzberechnung und die Auswertung durchgeführt.

### 4.2 Elektrische Netze

Als Basis für die Modellierung der elektrischen Infrastruktur werden die SimBench-Netze [2] aus dem gleichnamigen Forschungsprojekt genutzt. Diese repräsentieren u.a. sechs Niederspannungsnetzstrukturen mit unterschiedlichem Urbanisierungsgrad

### 4.3 Aufbau der Energiezellen

Aufbauend auf den im Netzmodell implementierten elektrischen Lasten und weiteren Informationen, wie dem Standardlastprofiltyp, werden sektorenübergreifende EZ modelliert, welche Strom-, Wärme- und Mobilitätsbedarfe beinhalten. Durch die Use-Cases wird untersucht wie hoch die kostenoptimale Eigenversorgung der sechs EZ ist. Diese unterscheiden sich nach der Art der vorhandenen Versorgungsinfrastruktur (Nur Stromnetze, Strom und Gasnetze sowie Strom und Fernwärme), der verteilten Anzahl von den oben erwähnten Technologien (SQ  $\triangleq$  Status Quo, HE  $\triangleq$  Halbelektrifiziert, VE  $\triangleq$  Vollelektrifiziert, SW  $\triangleq$  Strom- und Wärmenetz), dem durchschnittlichen Baujahr (BJ) der Gebäude sowie dem netzdienlichen Betrieb der Anlagen.

### 4.4 Simulation

Innerhalb einer auf dem *open energy modeling framework* basierenden Betriebsoptimierung (siehe dazu auch [15]) wird für die Haushalte eine eigenbedarfsoptimierte bzw. eine netzorientierte Betriebsweise ermittelt. Aufbauend auf diesen optimierten Betriebsweisen wird eine elektrische Netzberechnung für 96 Viertelstunden an 365 Tagen durchgeführt, in welcher die resultierende Residuallast der Haushalte bzw. unterlagerten EZ berücksichtigt wird. Falls Grenzwertüberschreitungen vorliegen wird im Anschluss der Ausbaubedarf im Niederspannungsnetz berechnet. Anschließend wird die sektorenübergreifende reale erneuerbare Eigenversorgung der EZ ausgewertet. Zudem werden die Anlagen-, Energie-, Netz- und Netzausbaukosten berechnet und auf das betrachtete Jahr bezogen, sodass eine Vergleichbarkeit der gesamten Kosten (Investitionen und Betrieb) entsteht. Die Ergebnisse der Simulation werden in den folgenden Abschnitten zusammenfassend dargestellt.

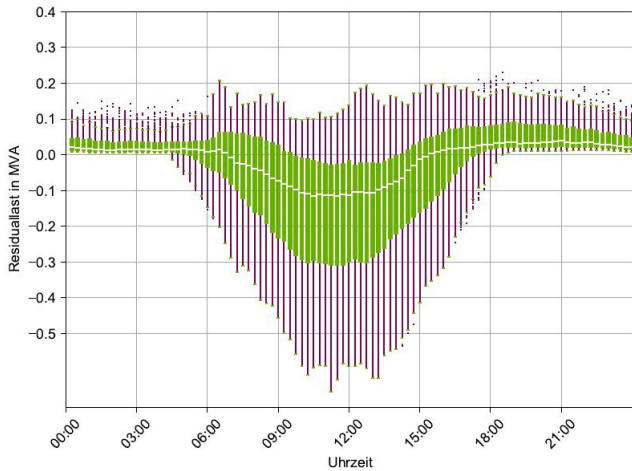


Bild 2: Verlauf einer beispielhaften Residuallast im Netz N3, HE, nicht netzdienlich, BJ 1990

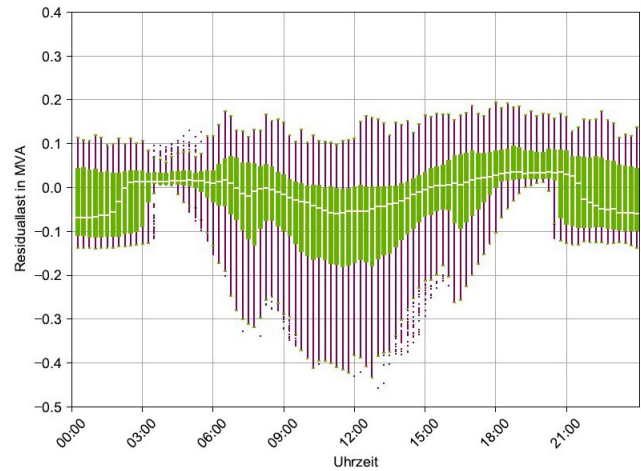


Bild 3: Verlauf einer beispielhaften Residuallast im Netz N3, HE, netzdienlich, BJ 1990

## 5 Ergebnisse

### 5.1 Leistungsflussergebnisse

EZ könnten durch eine sektorenübergreifende und netzorientierte Nutzung von Flexibilitäten einen Beitrag dazu leisten, dass Verteilnetze nicht so stark ausgebaut werden müssen, wie aktuell erwartet wird. Um dies quantifiziert zu untersuchen, werden in diesem Abschnitt die Auswirkungen von steigenden Lasten und Einspeisern in den Niederspannungs-EZ analysiert. Anschließend wird aufgezeigt inwiefern sich der elektrische Leistungsfluss durch die sektorenübergreifende Optimierung einer EZ verändert. Um die Ursachen von Grenzwertverletzungen zu erkennen, wird der Verlauf der Residuallast analysiert. Bild 2 zeigt beispielhaft die Residuallast an einem ONT in einer Boxplotdarstellung<sup>1</sup>. Es lässt sich demnach erkennen, wie der typische Tagesverlauf der Leistung am ONT ist und in welchem Leistungsbereich dieser am häufigsten ist. Der Vergleich zwischen Bild 2 und Bild 3 zeigt wie sich das netzdienliche Verhalten insbesondere der Hausbatteriespeicher auswirkt. Diese laden anstatt rein eigenoptimiert insbesondere in der Mittagszeit, sodass die Einspeisespitze um ca. 200 kVA reduziert werden kann.

Da die Energie nicht komplett im Netz genutzt werden kann, wird diese in den Nachtstunden in das überlagerte Netz eingespeist. Dabei ist es grundsätzlich möglich diese Auspeicherung flexibel an den Bedarf der angrenzenden Versorgungsgebiete anzupassen und so den Energieausgleich auf der überlagerten Ebene zu unterstützen. Dieser Vergleich zeigt beispielhaft auf, dass eine netzorientierte Betriebsweise bei der steigenden Anzahl von flexiblen Betriebsmitteln in Zukunft schon lokal einen relevanten Einfluss auf den Ausbaubedarf des elektrischen Netzes hat.

### 5.2 Kosten

Neben der elektrischen Leistungsflussberechnung werden auch in einem Abschnitt die volkswirtschaftlichen Kosten in den Szenarien betrachtet. Diese sind im zugehörigen Beitrag im ETG Kongress Tagungsband nachzulesen.

### 5.3 Sektorenübergreifender Eigenversorgungsgrad

In diesem Abschnitt wird die sektorenübergreifende Eigenversorgung von EZ auf Niederspannungsebene analysiert. Die Ergebnisse der Untersuchung sind auf Bild 4 dargestellt. Dort sind die Kosten (siehe Bild 4) über dem sektorenübergreifenden erneuerbaren realen EVG (siehe Abschnitt 3) für sechs Netze aufgetragen. Zudem ist eine polynomische Interpolationskurve zwischen den berechneten Punkten eingezeichnet. Ziel der Untersuchung ist zu analysieren, wo der nach Kosten optimale sektorenübergreifende erneuerbare reale EVG liegt. Dieser optimale Punkt entspricht dem Tiefpunkt der interpolierten Kurve. Es ist zu erkennen, dass die EZ mit unterschiedlichem Urbanisierungsgrad ein ähnliches Verhalten aufweisen. Meist sinken mit zunehmendem EVG die Kosten leicht. Die Gründe

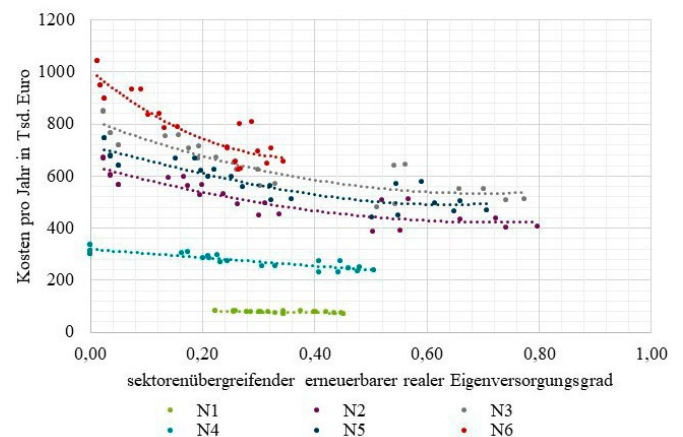


Bild 4: Sektorenübergreifender erneuerbarer realer EVG von den untersuchten EZ in unterschiedlichen Szenarien

<sup>1</sup> Eine Box repräsentiert für 365 Tage die Viertelstundenwerte zur auf der Abszisse gezeigten Uhrzeit

dafür wurden in Abschnitt 5.2 näher erläutert und sind in allen sechs Netzen ähnlich.

Anhand der hier untersuchten EZ mit den unterschiedlichen Urbanisierungsgraden lässt sich keine grundsätzliche Aussage darüber treffen, inwiefern der Zusammenhang zwischen optimaler Eigenversorgung und Urbanisierung ist. Es wird jedoch deutlich, dass sowohl im ländlichen als auch im vorstädtischen Bereich höhere Eigenversorgungsgrade ökonomisch sinnvoll sein können. Die lokal gewonnene EE wird zu großen Teilen auch lokal genutzt, was weitere Auswirkungen hinsichtlich Regulatorik und marktgeschehen auf die zukünftige Ausgestaltung der Energiesysteme hat.

## 6 Fazit und Ausblick

Die Untersuchung zeigt, dass in einer Vollkostenrechnung die Netzkosten inkl. eines notwendigen Ausbaus im Vergleich zu den Investitions- und Energiekosten der Anschlussnehmer geringer sind. Zudem zeigt sich, dass ein sektorenübergreifender Eigenverbrauchsgrad bis zu 70 % in den untersuchten Niederspannungs-EZ möglich und wirtschaftlich sein kann. Auch eine netzdienliche Flexibilisierung ohne Komforteinbußen beim Nutzer kann eine Steigerung der integrierbaren EE-Kapazitäten sowie zusätzliche Lasten ermöglichen. Der optimale EVG ist zudem vom Urbanisierungsgrad der EZ abhängig, da dieser einen Einfluss auf die Energiebedarfe und die Potentiale zur Energiegewinnung hat. In kommenden Forschungsaktivitäten werden Mittelspannungs-EZ untersucht und insbesondere die Effekte durch Windeinspeisung auf die Eigenversorgung dieser Ebene betrachtet. Zudem erfolgt eine Betrachtung der Auswirkungen einer stärker treibhausgasemissionsgesteuerten Energiebepreisung auf den EVG.

## 7 Literatur

- [1] Fraunhofer ISE, 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, Destatis, EEX, *Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland in 2020*.
- [2] Umweltbundesamt and AGEB, 'Anteil erneuerbarer Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr', 2020.
- [3] Kießling, A., 'Modellstadt Mannheim (moma): Beiträge von moma zur Transformation des Energiesystems für Nachhaltigkeit, Beteiligung, Regionalität und Verbundenheit', 2013.
- [4] VDE, 'Der Zellulare Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende;', Frankfurt am Main, 2015.
- [5] Prognos AG, 'Dezentralität und zellulare Optimierung: Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf', 2016.
- [6] Günther, L., Garzon-Real, J., and Zdrallek, M. *et al.*, 'Residential Quarters as Innovative Energy Cells', *CIREC Workshop*, 2018.
- [7] Garzon-Real, J., Uhlemeyer, B., and Dirkmann, U. *et al.*, 'Assessing the Energetic Self-Sufficiency of a Residential District', *CIREC Conference*, 2019.
- [8] Hüttenrauch, J., Zöllner, S., and Schroeder H. *et al.*, 'Zellulare Energienetze', DVGW, 2019.
- [9] Benz, T., Bayer, J., and Erdmann, N. *et al.*, 'Zellulares Energiesystem', VDE - ETG, Frankfurt am Main, 2019.
- [10] Uhlemeyer, B., Jakob, J., and Zdrallek, M. *et al.*, 'The Cellular Approach as a Principle in Integrated Energy System Planning and Operation', *CIREC Workshop*, 2020.
- [11] Statistik Austria Direktion Raumwirtschaft Fachbereich Energie, Ed., 'Energiedaten Österreich: Änderung wichtiger Kennzahlen und Einflussfaktoren im Vergleich zum Vorjahr', 2016.
- [12] Quaschnig, V., *Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Simulation*, 9th ed. München: Hanser, 2015.
- [13] EnergieAgentur.NRW, *Eigenversorgung: Information*. [Online] Available: <https://www.energieagentur.nrw/finanzierung/stromvermarktung/eigenversorgung>.
- [14] Umweltbundesamt, Ed., 'Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2018', Dessau-Roßlau, 2020.
- [15] Uhlemeyer, B., Garzon-Real, J., and Schroeder, H. *et al.*, 'Optimal Battery Storage Sizing for Residential Buildings with Photovoltaic Systems under Consideration of Generic Load and Feed-In Time Series', *Proceedings of the 4th International Hybrid Power Systems Workshop*, 2019.



Björn Uhlemeyer, M.Sc.,  
Bergische Universität Wuppertal,  
Lehrstuhl für Elektrische  
Energieversorgungstechnik



Joshua Jakob, M.Sc.,  
Bergische Universität Wuppertal,  
Lehrstuhl für Elektrische  
Energieversorgungstechnik



Alexander Hobert, M.Sc.,  
Bergische Universität Wuppertal,  
Lehrstuhl für Elektrische  
Energieversorgungstechnik



Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek,  
Bergische Universität Wuppertal,  
Lehrstuhl für Elektrische  
Energieversorgungstechnik,  
Vorsitzender ETG FB V2

## Best-Paper-Award

## E3 Synchronous condensers causing transient instability in a highly stressed grid

### Abstract

*This paper is focusing on the comparison of the two main technologies for delivering dynamic reactive power compensation, namely STATCOMs and rotating synchronous condensers, in terms of the capability to support the grid voltage subsequent to 3-phase faults. Within that scope, dynamic RMS simulations on a highly stressed system, representing the planned German transmission system of the year 2035, have been performed. It turned out that, for achieving a stable voltage recovery after the fault, significantly less dynamic reactive power compensation devices are needed if solely STATCOMs are used, compared to the case if only synchronous condensers are utilized. This difference is due to the different physics of the two devices, which is further explained in this contribution.*

### 1 Motivation

Due to the transition towards a carbon-neutral electricity system, future transmission grids will be highly loaded in order to bring the energy from renewable generation to load centers across large distances. This is causing the need for installing reactive compensation devices on the transmission grid, for both, steady state and dynamic compensation. The presented paper is focusing on reactive power planning by performing transient simulations in a grid model of Continental Europe. It gives a deeper understanding of the transient mechanisms in the context of fault-ride-through (FRT) and short term voltage stability by performing and interpreting RMS simulations for three phase faults. Since the technology of the dynamic reactive power compensation devices has a big influence on the transient behavior, the two main technologies for dynamic compensation devices, namely synchronous condensers and STATCOMs, have been considered.

### 2 Modelling

#### 2.1 Gridmodel and use case

The model represents the German Grid in 2035 as foreseen in the German Grid Development Plan [1], surrounded by a dynamic model of the Continental Europe grid as planned for 2025.

For Germany, one use case with a highly stressed system is considered. This use case can be characterized by a high transit from North to South, which is causing a huge consumption of steady state reactive power of the grid: 67,6 Gvar in this hour.

For covering this need, reactive power reserves from HVDC converters and conventional power plants are used. Since the available quantity from these sources is far too less from what is needed, the predominant part of the steady state compensation has to be covered by other means. Therefore, capacitor banks with a total amount of 41,5 Gvar needed to be installed in the German grid model.

#### 2.2 Modelling of the dynamic elements

All elements with a dynamic behavior as HVDC links, conventional power plants and wind parks are modelled in detail, loads are modeled as constant impedance. For the STATCOMs and for the synchronous condensers, generic models are used.

### 3 Identification of the minimum need for dynamic reactive power

The aim of the investigations is to identify the minimum amount of dynamic compensation devices for being able to recover to a stable operating point after 3-phase short circuits on transmission lines. The faults are applied very closely to a busbar. The fault is cleared after 150 ms by disconnecting the line.

For finding out the minimum amount of dynamic compensation devices, one device of 400 Mvar rated power is placed in the grid. Because the steady state compensation is performed by capacitor banks, the dynamic device operates near 0 Mvar in steady state, thus keeping headroom for dynamic needs. Then an RMS simulation for several faults as described above is performed. If at least one fault shows no recovery to a stable operation point, one more compensation device is added. This is repeated until stable operation after all faults is possible. Because it turned out, that the system behavior is qualitatively the same for short circuits at many overhead lines, only one generic fault is shown in the following.

#### 3.1 Dynamic Compensation by STATCOMs

If the dynamic compensation capability is solely provided by STATCOMs, at least six devices are needed for achieving stable recovery after the faults. *Figure 1* shows the voltages at several 380 kV busbars for the generic fault for the case of six STATCOMs.

#### 3.2 Dynamic Compensation by synchronous condensers

For comparing the behavior of rotating synchronous condensers and STATCOMs, the six STATCOMs are replaced at the same places by synchronous condensers of the same size.

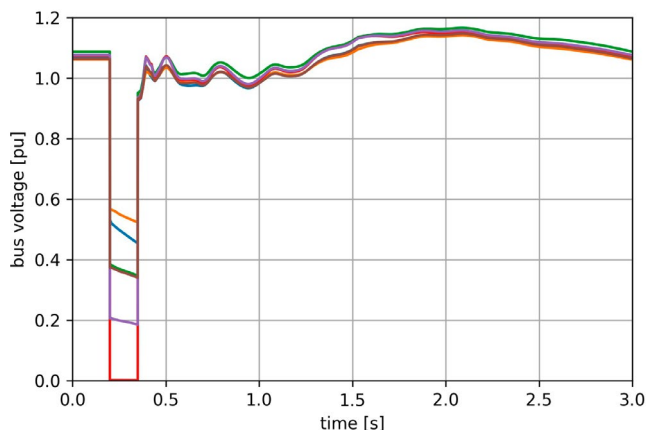


Figure 1: Bus voltage STATCOM case

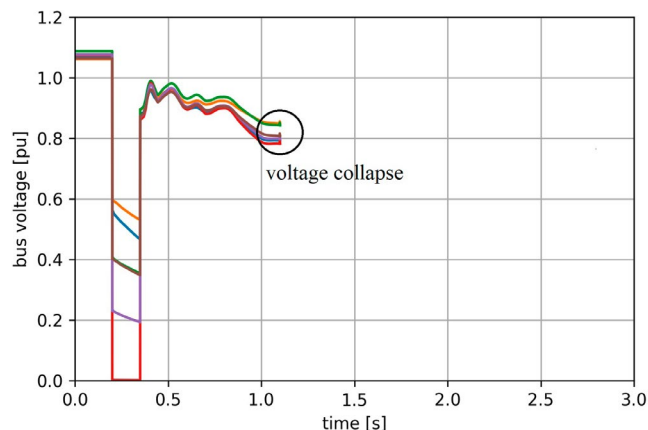


Figure 2: Bus voltage synchronous condenser case

Figure 2 shows the voltages at the same busbars for the same generic fault. In contrast to Figure 1, the curves stop at about 0.7 s after fault clearing, because the simulation is not converging any more at that time. Physically, this can be interpreted as a transient voltage collapse. For reaching a stable behavior, 18 synchronous condensers have to be placed. So this are three times more rotating synchronous condensers than STATCOMs.

This huge difference between the needed number of STATCOMs and rotating synchronous condensers is against expectations, since, in the past and still today, synchronous machines have been widespread in the grids and very few transient voltage collapses have been reported. In the following, the reason for this big difference is identified.

#### 4 Reasons for the different behavior of STATCOMs and synchronous condensers

Because different phenomena are relevant within the fault and the post fault phase, it makes sense to distinguish between two periods:

##### 4.1 Fault period

It can be seen that, during the fault, in Figure 1, the voltages drop slightly deeper than in Figure 2. This is well-known and is caused by the high reactive currents of the synchronous condensers compared to the reactive currents of the STATCOMs, which are limited to about 1 p.u. of their rated currents.

##### 4.2 Post-fault period

During this period, huge differences are visible: Whereas in the case of the STATCOMs, the voltage is recovering very fast and a stable operation is obtained, the case with rotating synchronous condensers is showing a poor voltage recovery, leading to collapse after 1.15 s. In the following, the mechanisms leading to this difference are explained.

##### 4.2.1 STATCOM-case

The red curves in Figure 3 are showing the reactive power infeed of two exemplary STATCOMs. Directly after fault clearing, the STATCOMs are continuing feeding their rated reactive currents. This reactive power infeed is helping to immediately pushing the grid voltage. This high voltage is immediately enabling the capacitor banks and line capacitances to deliver reactive power close to the amount that they have delivered before the fault. The reactive power infeed of the capacitors is following the equation:

$$Q_{cap} = \omega \cdot C \cdot V^2 \quad (1)$$

where  $C$  is the capacity of the capacitor,  $\omega$  is the angular speed and  $V$  is the voltage at the connected busbar.

With this, only a relatively small amount of reactive power coming from STATCOMs is needed for maintaining the reactive power equilibrium.

Shortly after, the voltage control is operating by controlling the terminal voltage and thus controlling the grid voltage. By this, a new stable steady state is reached.

This positive behavior is possible, because the current of the STATCOMs is limited to about 1 p.u. during the fault, thus

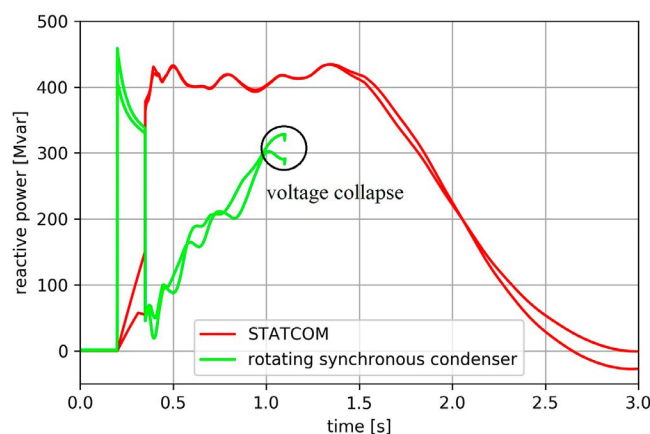


Figure 3: Comparison between the reactive power output of two STATCOM and two synchronous condensers

preventing the DC capacitors of the STATCOMs from being too much discharged by the losses in the fault loop. As a result, the STATCOMs are not losing any capability during the fault, enabling them to immediately supporting the grid voltage after fault clearing.

#### 4.2.2 Rotating synchronous condenser case

The following reflection is trying to explain the main phenomena, accepting simplifications for the sake of comprehensibility. This seems to be adequate, because the simulations are based on the full set of differential equations of the synchronous machine, and thus are covering all aspects.

The inner voltage  $V_i$  of a rotating synchronous condenser is created by the flux via the induction law,

$$V_i = -w \cdot \frac{d\phi}{dt} \quad (2)$$

where  $\Phi$  is the main flux in the machine and  $w$  are the number of windings. Because the speed of the machine can be considered as constant in this context, the inner voltage is proportional to the flux. The flux is a magnitude which is representing the magnetic energy of the magnetic field in the machine. Because of this, it cannot change immediately and therefore is staying constant even in the case of a sudden voltage drop of the terminal voltage due to the fault. Because of the low impedance of the fault loop, the machine is feeding its high current. By this high current flowing, the magnetic flux in the machine is reduced. As a result, the inner voltage of the machine is continuously decreasing during the fault period. At the moment of fault clearance, it has reached a certain low level, which is kept in the first moment after fault clearing, because the flux cannot change immediately. At this moment the reactive power flow from the machine to the grid  $Q$  is determined by

$$Q = \frac{V_{Grid} \cdot V_i}{X_{res}} \cdot \cos\delta - \frac{V_{Grid}^2}{X_{res}} \quad (3)$$

where  $V_{Grid}$  is the grid voltage at the connection point,  $X_{res}$  is the sum of the inner reactance of the machine and the reactance between the machine terminals and the grid connection point,  $\delta$  is the angle between the inner voltage and the grid voltage. Because  $\delta$  is nearly 0 for a synchronous condenser,  $\cos \delta$  can be set to 1 in this context.

If the grid voltage is higher than the inner voltage of the machine, reactive power is flowing from the grid to the machine. This is leading to a remagnetization of the machine and thus to a return to a stable operating point. This is the case in properly designed grids, where enough voltage sources with a sufficiently high amplitude are present to deliver the reactive power.

In our case, the grid voltage is lower than the inner voltage of the machine, so reactive power is still flowing from the machine to the grid. This can be seen from the green curves in *Figure 3* which are showing the reactive power output of two exemplary rotating synchronous condensers.

This reactive power still being fed by the synchronous machine is leading to its further demagnetization. The inner volt-

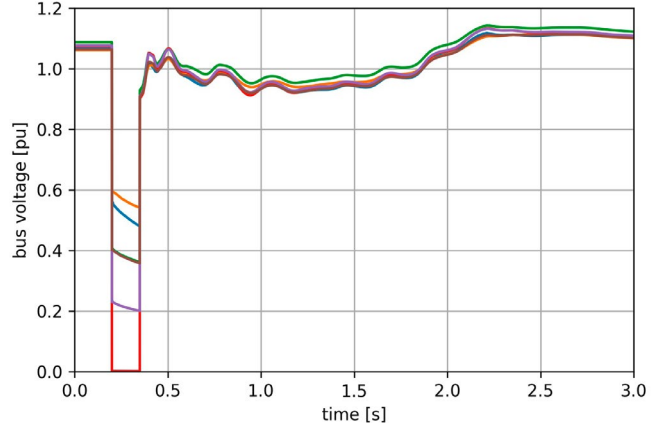


Figure 4: Bus voltage synchronous condenser case without excitation limitation

age of the machine is further reduced. This continues until the machine cannot deliver the reactive power that is required by the grid any more. As a result, the reactive power equilibrium cannot be met any more, which is leading to a transient voltage collapse. This mechanism is occurring in grids that have extremely few voltage sources that can help the machines after fault clearing.

Another aspect, which is facilitating this mechanism, is the presence of a high quantity of shunt capacitors, which can be found in heavily loaded grids or in EHV grids with a high portion of cables: Immediately after fault clearing, the inner voltage of the machine and thus the grid voltage, are low. As a result, the reactive power production  $Q_{cap}$  of the shunt capacitors is reduced quadratically because of (1). The more shunt capacitors are needed for covering the steady state reactive compensation, the more reactive power is missing due to this effect.

In order to meet the reactive power equilibrium directly after fault clearing, the missing reactive power has to be covered by the dynamic compensation devices. Rotating synchronous condensers are not able to a long lasting delivery of the required reactive power, because they need reactive support themselves at that moment. This is then leading to a transient voltage collapse.

#### 4.2.3 Validation of the explanatory model

To proof our explanation, we removed the limitation of the excitation voltage in our simulations, so the machine can provide all the needed magnetization by itself. In practice, this cannot be done, because the excitation voltage cannot exceed the ceiling voltage, which, in reality, is in the range of 1.3 to 2.0 pu based on the nominal operation point of the machine [2], [3].

With only this parameter changed, the same short circuit at the same overhead line has been simulated for the case with six synchronous condensers. The result is displayed in *Figure 4*, showing a voltage recovery to a stable operating point.

By removing the limitation of the ceiling voltage, the excitation system is able to provide sufficient magnetization leading to a high internal voltage of the synchronous condensers and, as a result, to a high grid voltage directly after the fault.

With the immediate recovery of the grid voltage after the fault, the line capacitances and the compensation capacitors can immediately deliver their full reactive power (1) as before the fault and a stable state of the system is reached.

Both, *Figure 3* and *Figure 5* are comparing the reactive power output of two STATCOMs of the STATCOM-case with the reactive power output of two synchronous condensers of the synchronous condenser-case. The red curves are representing the reactive power output of the STATCOMs, which are exactly the same in both Figures. *Figure 3* is comparing these with the reactive power output of the synchronous condensers with excitation limitation, whereas *Figure 5* is showing the comparison for the case without excitation limitation.

From *Figure 3*, the unfavorable reactive capabilities of the synchronous condensers with excitation limitation can be extracted. In contrast, the reactive power output of the synchronous condensers without excitation limitation of *Figure 5* are showing a similar course as the one of the STATCOMs.

The fact, that the removal of the excitation limitation is leading to a similar behavior of the reactive power output of rotating synchronous condensers and STATCOMs and thus leading to a stable voltage recovery in both cases, is showing that the explained model used above is valid.

It is worth repeating that this approach is not representing a real technical solution, but is just used for a better understanding of the mechanisms.

## 5 Identified problem and conclusion

Investigations on a grid model representing the European transmission grid are performed, comparing STATCOMs and synchronous condensers in their behavior when riding through a 3-phase fault. The simulation results show a completely different performance of STATCOMs and synchronous condensers: For the case, in which STATCOMs are used for dynamic reactive compensation, a stable recovery after the fault is ensured, whereas a replacement by rotating synchronous condensers of the same size is leading to a transient voltage collapse shortly after fault clearing.

At first glance, this observation is conflicting with the experience gained over the last decades showing that power sys-

tems, dominated by synchronous machines, are quite robust against transient voltage collapses. The reason for the difference is, that power systems have been operated at moderate loading in the past, whereas the use case showing the described behavior is representing a highly stressed grid, operated with many shunt capacitors and very few dynamic reactive power sources. Under these circumstances, the physics of synchronous machines, which is based on magnetic fields, is resulting in unfavorable effects.

As a consequence, it seems to be necessary to pay special attention on this aspect in planning and operation of highly loaded grids.

## 6 References

- [1] "Bewertung der Systemstabilität, Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf," 2019.
- [2] B. R. O. Dietrich Oeding, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, Heidelberg: Springer Verlag, 2011, pp. 626–628.
- [3] Y. Z. J. Z. Q. G. W. W. J. Z. Kangyi Yang, „Experimental Studies of Excitation System Ceiling Voltage Ratio on Transient Stability of Power Systems,“ IEEE, 2011.

Bilder: © Autoren / TransnetBW GmbH



Dipl.-Ing. Hans Abele,  
TransnetBW GmbH



M.Sc. Christoph John,  
TransnetBW GmbH

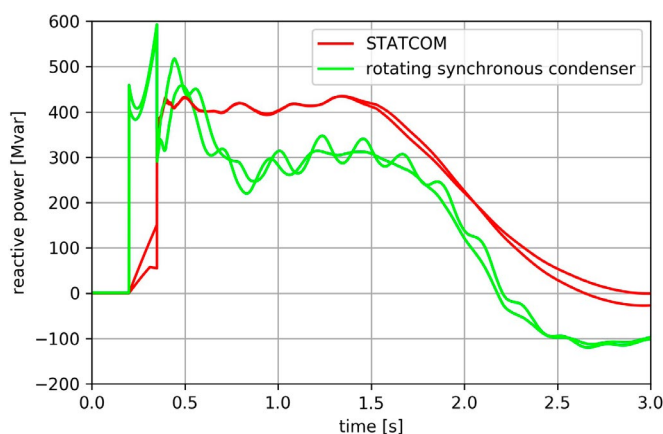


Figure 5: Comparison between the reactive power output of two STATCOM and two synchronous condensers without excitation limitation

Best-Paper-Award

# E4 Future grid load with bidirectional electric vehicles at home

## Abstract

In this paper, a model to simulate future scenarios of low voltage grids in respect to the ongoing energy transition and with focus on bidirectional electric vehicles (EV) is described. To evaluate the grid load typical low voltage grids were combined with a future scenario regarding energy production by photovoltaic (PV) plants and electric vehicles (EV). With the focus on user benefits, bidirectional EV were used to optimize the PV self-consumption or to lower the costs for energy consumption if dynamic prices are available. The scope of the analysis is set to the resulting simultaneous grid loads of the EV as well as potential grid overloads.

## 1 Motivation

To achieve the emission reduction targets of the Paris Agreement, the heat and mobility sector must be electrified in addition to a strong expansion of renewable energies. Since photovoltaic systems and charging infrastructure for electric vehicles (EV) are connected mainly to distribution grids, these grids need to be investigated in detail. [1] Especially the high charging power and flexibility of EVs offers new possibilities but places also new demands on the historically developed grids. [2]

Within the project “Bidirectional Charging Management” (BCM) different use cases for bidirectional charging strategies were identified and will be tested in a field trial with 50 vehicles. [3]

## 2 Methods

To investigate the effects of future developments on distribution grids, the simulation model GridSim has been developed at FfE in recent years. The simulation model enables a detailed bottom-up modelling of distribution grids including load flow calculations. The comprehensive parametrization makes it possible to determine the effects of various new components or operating modes on the distribution grid. [4], [5]

### 2.1 Components

For this paper the focus is on future houses with PV and EV in rural grids derived in a cluster process [6], [7]. Individual household load and mobility profiles were derived from the model described in [8] and assigned to every household. The assigned EV’s per household depend on the penetration rate and are assumed to always be plugged in, when at home. In addition to the load curves, PV generation [9–11] is assigned to GCP/buildings and therefore matched to one or more households.

With GridSim it is also possible to simulate battery storages, power-to-heat systems and commercial units.

### 2.2 Use cases and modelling

Within this paper, the focus is on two different vehicle-to-home (V2H) use cases. To compare them, a reference case was modelled, in which the EVs are charged directly with maximum power, after they got plugged in. To minimize the costs for the total building (GCP) the self-consumption of PV energy is maximized. To differentiate between the four cases, the ability of unidirectional or bidirectional charging (only within the GCP), as well as the fixed or dynamic electricity prices over time are taken into account. The V2H use cases are implemented via a linear optimisation model and are described in [12].

The linear optimisation aims to maximize the profits of the GCP, which means that all costs ( $p$ ) are considered negative and the sale of electricity to the grid positive. It is based on fixed energy demands for the households and EVs, as well as a fixed potential PV generation. Furthermore, following decision variables were used: PV curtailment (PV,Curt), EV charging (EV,C) and discharging (EV,D) and power to grid (GCP,TG) or from grid (GCP,FG), as shown in Figure 1. The EV can also be charged in public (PubChg) if necessary.

The basic objective function is described in Equation 1.

$$\max \sum_{t \in T} (p^{TG} \cdot P_t^{GCP,TG} - p_t^{FG} \cdot P_t^{GCP,FG}) \cdot \Delta t \quad (1)$$

This section was shortened. For a more detailed explanation of the modelling please refer to the original paper.

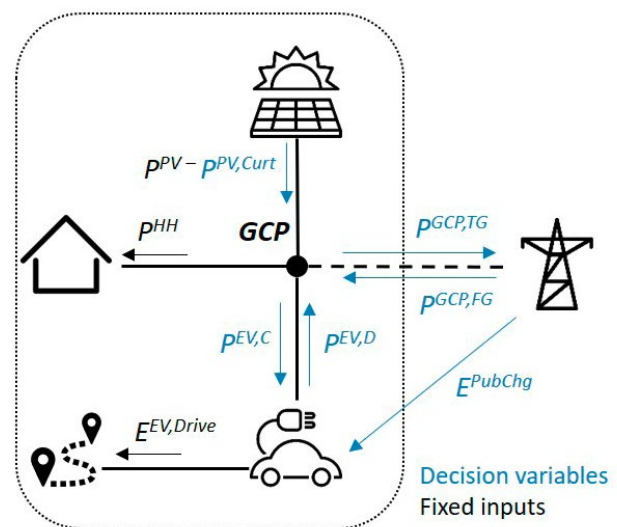


Figure 1: Overview of the optimisation model and its inputs and decision variables (adapted from [16])

### 3 Results

In this chapter, the results of the performed simulations are described. Starting with an overview of the cases, followed by a deeper look into the resulting EV load profiles as well as resulting grid load per GCP and finally the resulting grid status and potential critical situations.

#### 3.1 Simulation scenario

In the following the simulations scenario and different cases are described. The used grids are based in a rural area representing villages and cities with less than 50,000 inhabitants and a settlement type representing single houses (grid 4), respectively a village centre (grid 6).

In addition to the households, every second building was equipped with a PV plant (75 %: 9 kW and 25 %: 5,5 kW) with an average installed capacity of 8.1 kW [13].

EVs were distributed to households within buildings having a PV plant. In total 50 % of the households were equipped with EVs. The most important EV parameters are shown in *Table 1*.

For the case study of this paper five different cases were analysed. First is the reference case (*ref*), which uses the rule based direct charging strategy. The other four cases are based on the optimisation model and differ regarding the electricity price and the ability of the EV to be unidirectional (*uni*) or bidirectional (*bidi*), within the bidirectional case allowing the EV to be charged and discharged. The prices can either be fix (*fix*) at 29.88 ct/kWh or dynamic (*dyn*) based on [14] (2030, FuEl Scenario) and available in [15]. On top of the dynamic spot market prices, a 20.5 ct/kWh surcharge is added for constant levies [16]. All simulations are carried out over the period of one year with a temporal resolution of 15 minutes.

#### 3.2 Electric vehicle load

This section focuses on the resulting EV profiles of the different cases. The results are based on 10 simulations of type grid 4, having 45 buildings and both 23 EVs and PV plants. So, in total *Figure 2* shows the average of 230 EV profiles over one year, meaning the average of more than 80,000 single days per case.

Starting with the reference case, the maximum charging power is in the evening at around 6 pm and about 0.68 kW/EV. Before the evening peak charging power is rising, starting from 6 am, with an intermediate high during noon. This is caused by user behaviour, since not all people modelled are working fulltime.

Parameter	Value	Unit
Capacity (Share: 26.3   41.3   32.4 %)	38   60   100	kWh
Charging / Discharging power	11	kW
Charging efficiency	92.5	%
Discharging efficiency	92	%

Table 1: List of relevant EV parameters

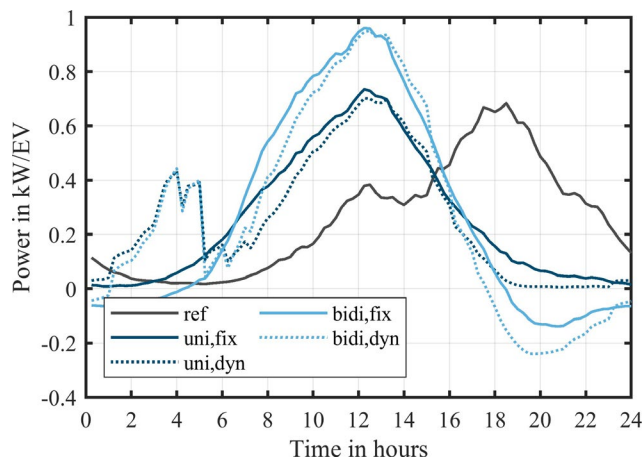


Figure 2: Typical EV load over one day for different charging strategies. (Grid 4)

Looking at the other cases, the peak was shifted to noon, to maximize the profit by using more PV energy. It is about the same height for unidirectional EVs. For bidirectional EVs this peak is up to 0.96 kW/EV (*bidi,fix*) due to a lower average state of charge at this time, since EVs get discharged in times when there is no PV energy to cover the household's load. Therefore, more PV energy can be charged compared to the other cases. Another difference between the two cases (*bidi,fix* & *bidi,dyn*) is the maximum discharging power, which is higher in the case with dynamic prices, with its peak between 7 and 9 pm. Within the two bidirectional cases the average switch between charging and discharging is between 5:30 and 6:15 pm, simultaneous with the time of the maximum household load. The switch back to charging is in the early morning hours at around 5 am.

The last point of interest is in the morning hours, where an intermediate peak for the cases with dynamic prices can be observed. This is due to cheap spot market prices often occurring in this period of the day. Even if this rarely happens, as most EVs are connected at this time, the simultaneous charging power is high enough to still be visible in the average load curve over all days.

This results also in different loads at the GCP since the other loads are not changed by the optimisation. Therefore in winter days the highest load is shifted from the evening hours to the morning hours before departure with fix prices or to the early hours of the day with low electricity prices.

Additionally, it can be seen, that the energy consumption from the grid in the evening is reduced in all V2H cases and most significantly in the bidirectional ones. The described shift can be also measured in the average PV self-consumption, which is in the reference case at 16 %. This has more than doubled to 34 % in the unidirectional cases and almost tripled to 47 % in the bidirectional cases

#### 3.3 Simultaneous load per building

Most important for grid planning is the maximum power occurring not in average, but over the whole year, since this is the power the grid must be able to compete with. For conventional loads, like households, statistics have been done for

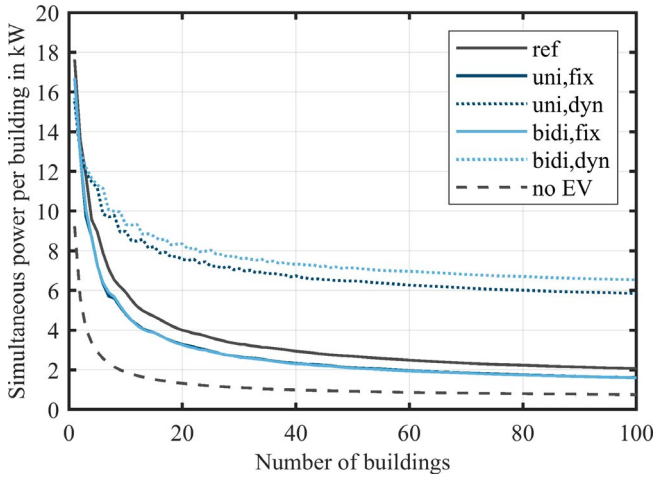


Figure 3: Simultaneous power per GCP for different numbers of GCP and cases.

years, showing the expected simultaneous power ( $P^{GCP,simult}$ ) per GCP. To calculate this value, the maximum simultaneous power of  $n$  residual loads (GCP) is divided by the number of GCPs, as in Equation 2. [17]

$$P^{GCP,simult}(n) = \max \left( \sum_{i=1}^n P_{t,n}^{GCP} \right) \cdot \frac{1}{n} \quad \forall t \in T \quad (2)$$

This process was carried out 10,000 times per case and the maximum of each combination was saved. From these 10,000 results the 99% quantile is shown in Figure 3. In addition to the cases, the simultaneous power without EVs is plotted in the figure, which is, as expected, the lowest curve. All cases have a steep decrease within in the first 5–20 numbers in common.

The simultaneous power in the V2H cases with fix prices is lower than in the reference case, which means, that these cases are beneficial for the grid in terms of the maximum load. For 100 buildings the value is at 1.6 instead of 2.1 kW, which is a reduction by almost 25%, but compared to the case without EV it is still the double power. More challenging for the grids are the cases with dynamic prices. In these cases, the simultaneous power doesn't decrease that much and still is above 5.8 kW (uni) (respectively 6.5 kW (bidi)) for 100 buildings, which is almost (more than) three times the power compared to the reference case.

### 3.4 Electrical equipment utilisation

In the following sections the focus is set on the simulated grid types and the resulting grid utilisation. First, the utilisation of lines and transformers is analysed and shown in Figure 4. In none of the grids or cases any line overloads occur. The maximum line utilisations are highest at around 60% in the cases with dynamic prices. Still, this is not critical in these grids, but it is almost the double utilisation compared to the reference case.

In contrast to that, transformer overloads have been observed for grid 6 with dynamic price cases. The maximum

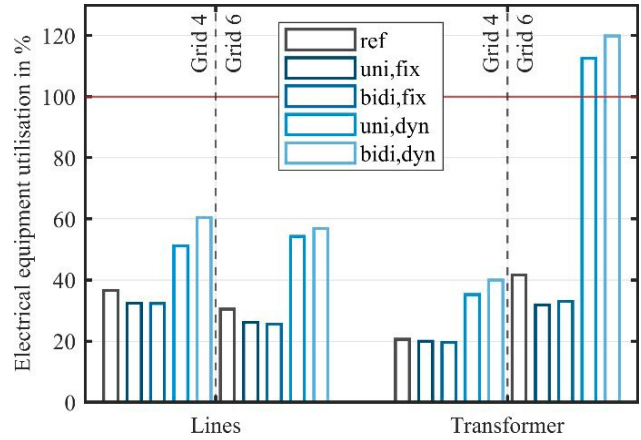


Figure 4: Maximum utilisation of lines and transformers in the different grids and cases

transformer load is 120% (bidi,dyn) and in total the transformer is overloaded for a very short time of 10.5 h in one year.

Compared to that there are no transformer overloads in grid 4. The overloads in grid 6 are caused by several things. First, the transformer has a lower rated power. Second, compared to grid 4, in total are more EVs and households in this grid, caused by the settlement structure. This can already be seen in the reference case, with a maximum transformer load of 40% vs. 20%.

### 3.5 Voltage Quality

The second important grid state variable is the occurring voltage at all GCPs. For the analysis the permitted voltage band was set to  $\pm 6\%$  [18]. The V2H optimisation reduces the occurrence of high voltages but does not really have impact on the absolute maximum, which is relevant for grid. On the other hand, cases with dynamic prices lead to single moments with voltages below the allowed value regarding single simulations of grid 6.

## 4 Discussion

This paper describes the enhancement of the simulation model GridSim to analyse different V2H use cases for uni- and bi-directional electric vehicles. The results of the presented case studies show the potential impact of unidirectional and bi-directional charging combined with fixed and dynamic prices. It has been shown that the modelled profit optimisation leads to a significant increase in PV self-consumption, especially in the bidirectional case. Cases with fixed prices are also slightly beneficial for the grid conditions. In contrast to that, dynamic prices lead to higher peak loads since the simultaneity of the charging processes is higher. These higher peak loads also lead to higher peaks within grid utilisation with short overloads regarding grid equipment.

**Funding:** The described work is conducted within the project BCM by Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) and funded by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy under the funding code 01MV18004F.

## 5 Literature

- [1] Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise: Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus: Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project (RAP), 2019.
- [2] Netzintegration Elektromobilität – Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen. Berlin: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2019.
- [3] Hinterstocker, Michael et al.: Bidirectional Charging Management – Field Trial and Measurement Concept for Assessment of Novel Charging Strategies. München: FfE, 2019.
- [4] Nobis, Philipp: Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation. TU München,
- [5] Köppl, Simon et al.: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen – Teilbericht Basisdaten. München: FfE, 2017.
- [6] Kleinertz, Britta et al.: Erstellung repräsentativer Typnetze zur Abbildung von zukünftigen Netzbelastungen in: Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien. Berlin: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V., 2017.
- [7] Basisnetztopologien MONA 2030, (c) FfE | CC BY 4.0; <https://www.ffe.de/752>,
- [8] Müller, Mathias et al.: Development of an Integrated Simulation Model for Load and Mobility Profiles of Private Households. In: *Energies*, 2020, 13, Basel, Switzerland: MDPI AG, 2020.
- [9] Schroedter-Homscheidt, Marion et al.: User's Guide to the CAMS Radiation Service – Status December 2016. Shinfield Park: ECMWF, 2016.
- [10] Schulz, Jan-Peter et al.: Beschreibung des Lokal-Modells Europa COSMO-EU (LME) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2011.
- [11] Ebner, Michael et al.: Regionalized Potential Assessment of Variable Renewable Energy Sources in Europe. In: 16th International Conference on the European Energy Market (EEM). Piscataway: IEEE, 2019
- [12] Englberger, Sabine: Optimized Prosumer Households with Bidirectional Electric Vehicles: a Techno-Economic Analysis of Self-Consumption, Battery Utilization, and Distribution Grid, Masterarbeit. TU München, München, 2020.
- [13] Sauer, Dirk Uwe et al.: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 – Jahresbericht 2018. Aachen: ISEA RWTH Aachen, 2018.
- [14] Böing, Felix et al.: Hourly CO<sub>2</sub> Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems. *Energies*, 12(12), 2260. Basel, Switzerland: MDPI AG, 2019.
- [15] Hourly CO<sub>2</sub> Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems (Germany): <http://opendata.ffe.de/dataset/dynamis-emission-factors/>; München: FfE, 2019.
- [16] aWATTar Deutschland GmbH (2020). Tarifblatt Hourly. url: <https://www.awattar.de/tariffs/hourly> (visited at 10. 01. 2021).
- [17] Uhrig, Martin: Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze. Dissertation. KIT, Karlsruhe, 2017
- [18] dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilstetze in Deutschland bis 2030. Berlin: Deutsche Energie-Agentur, 2012.



*Mathias Müller,  
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE),  
München*

*Bild: Enno Kapitza*



*Yannic Schulze,  
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE),  
München*

*Bild: Enno Kapitza*

Best-Paper-Award

# E5 Identification of relevant local grid stations for a smart grid automation system

## Abstract

Due to increasing loads such as electric vehicles or heat pumps on the one hand and infeed from renewable energy resources (RES) on the other, the monitoring of distribution grids gains extra significance. As a consequence of a large number of low and medium voltage grids, the question arises which grid areas and especially grid stations should be selected for an automation system. For this purpose, a methodology will be presented, enabling the identification of suitable grids and local substations for a smart grid automation system.

## I. Introduction

By the increasing integration of heavy loads such as electric vehicle charging stations or heat pumps, and the rising weather dependent infeed from wind parks and photovoltaics, critical situations in distribution grids can no longer be excluded. In the future, smart grids could provide a solution for identifying and preventing those critical grid situations. Due to a large amount of information about the individual grid areas and their local grid stations, it is necessary to identify particular grid areas and local grid stations. This grid areas and stations should have specific characteristics using a monitoring system seems reasonable. For example, areas with a high penetration of RES could be more suitable for grid automation, since the uncertainties of weather-dependent infeed can have an unexpected impact on the grid. However, grids that could react very sensitively to future integration of renewable energies could also be of interest. On the one hand, sensitivity analyses could form a useful criterion or, on the other hand, forecasts of penetration rates of renewable energies. It can be seen that when several measures are considered, the effort

of analyses for the evaluation of local grid stations increases drastically. To handle the high amount of data sets from all the substations of different grid areas, methodologies are required that identify stations for an automation system. For this purpose, a methodology will be presented, which determines a suitable combination of local grid stations based on available information from grid operators.

## II. Methodology

In this chapter, the developed three stages of the proposed methodology are presented. For this purpose, the identification process consisting of the three elementary analyses, shown in figure 1 will be described. The overall methodology consists of a cluster, relevance, and an observability analysis. The first primary process is the cluster analysis and is based on data of all considered grid stations of a grid operator.

The goal is to group local grid stations that are similar to each other to create groups of similar characteristics. Those characteristics can be static as well as process properties of local grid stations. In this case static properties mean characteristics that will not change significantly over time. This includes in particular the year of construction of local grid stations. In contrast, process data consist of characteristics that can change over time as the amount of connected RES or the number of subordinated electric charging stations. Also, other data from grid calculations can be included, thus giving a more extensive data set for clustering. After clustering all local grid stations and doing the decision of which of them are of interest and which are not, interconnected grid areas are identified with having a high penetration of local grid stations of a high-priority group. The selected grid areas will be given into the next process step. As an input for the relevance analysis, a part of the previous data is used for identifying grid stations with a high impact on the grid observability and estimation quality. In this analysis, some grid-specific data as line parameters and line length are used to rank the grid stations and identifying those that are of high importance for a smart grid automation system. After selecting grid stations for the integration of a smart grid automation system, the observability of the grid state is ensured. This observability analysis ensures that a state estimation can be carried out and the condition of the entire grid area can be determined. It should be mentioned that besides the detection of unobservable locations, this last analysis has the added value of identifying and removing redundant measurements if necessary. In such cases that unobservable location exist another step is needed, to ensure running a state estimation taking some unobserved locations into account.

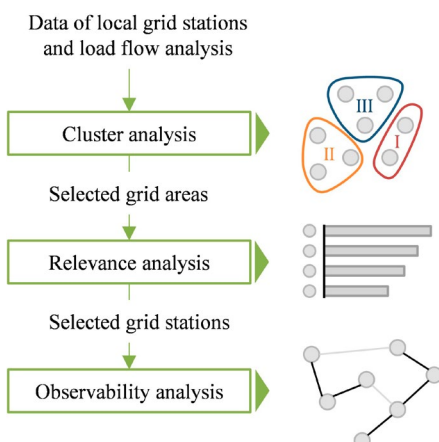


Figure 1: Methodology for identifying grid area with potential grid stations for an automation system

## III. Procedures

### A. Clusteranalysis

In the following subsection, the cluster analysis will be presented. The goal of it is to identify a target grid that can be of high importance for an automation system. The process of holistic cluster analysis with input and output data is de-

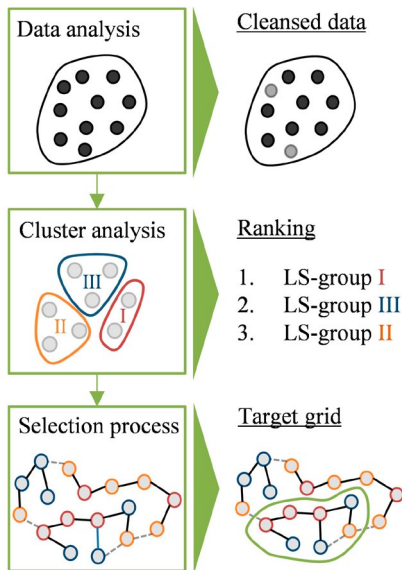


Figure 2: Procedure of cluster analysis and determination of relevant grid areas

scribed in figure 2. The steps are divided into data cleaning, application of clustering and determination of grid areas that could be of high interest based on the results of the cluster analysis.

For the cluster analysis, all available data of grid stations can be used. Before starting the cluster analysis, an upstream process is used for eliminating data sets where the properties that are available for only a few local grid stations or where grid stations contain only minor information. More precisely, entire grid stations or entire properties must be removed from the data sets in such cases. This process is of great importance for the subsequent quality of the results, as otherwise groups could emerge that have major deviation in some properties due to missing information [5]. In the cluster analysis which based on the k-means algorithm, all local grid stations' properties are processed. A classification of all stations is achieved, where similar stations are combined into one group. The algorithm aims to minimize the sum of squared deviations from cluster centroids. The objective function is based on the least-squares method and is already described in detail in the literature.

With more characteristics the complexity rises, and therefore, precise data sets are of high importance for getting accurate results. As now clarified, the similarity is determined by the decisive characteristics of the local grid stations. The choice and amount of those properties are dependent on which prioritization a grid operator have and the quality of its data management. Characteristics can also be chosen arbitrarily but should include those relevant for selecting the most important clusters. For this purpose, the number of RES or charging points in subordinate grids, the year of construction, or the transformer utilization can be used. The cluster groups can then be evaluated according to their importance for automation. After finishing the cluster analysis, those grid areas should be chosen which has a high penetration of local substation of the groups positioned in the upper range of the ranking. The local grid stations located there can then be used as input data for the relevance analysis.

## B. Relevance analysis

The relevance analysis determines stations regarding their importance for the execution of a grid state estimation. Several studies have shown that the length of the lines and the loadings in the grid are decisive for the quality of the state estimation [1, 2, 11]. Therefore, these criteria are chosen to create a ranking system, which then provides a selection of local stations for the third and final analysis.

The ranking procedure follows the given procedure of figure 3. The analysis starts by calculating the ranking value  $r_{node}$  for all possible measurement positions following equation (1):

$$r_{node} = S_N \cdot d_{el} \quad (1)$$

where:

$$S_N = \sqrt{(|P_{L,N}| + |P_{G,N}|)^2 + (|Q_{L,N}| + |Q_{G,N}|)^2} \quad (2)$$

It is important to understand that both, load and generation power values are counted positive to generate a worst-case approximation for the possible power change on that node from maximum load to maximum generation. For the power calculation of  $S_N$  either the nominal power values, values from historical measurements, or also from current drag indicators can be used. In particular, the use of e.g. annual duration curves (in the form of the average loading of the individual stations) should also be emphasized. Depending on the choice of power value, this has an impact on the actual ranking value. Therefore, the choice of power value must be made carefully. The use of annual duration curves leads to the fact that stations that are frequently used to medium capacity can be weighted more heavily than stations that are only very heavily used on a few days or hours.

The ranking value gives an insight into the relevance of that node for the estimation quality. The higher the value, the more relevant. Assuming that the slack node will always be measured, the next node with the highest ranking value will be chosen. To avoid redundancy, the neighboring nodes are excluded for further measurement placing. This procedure is

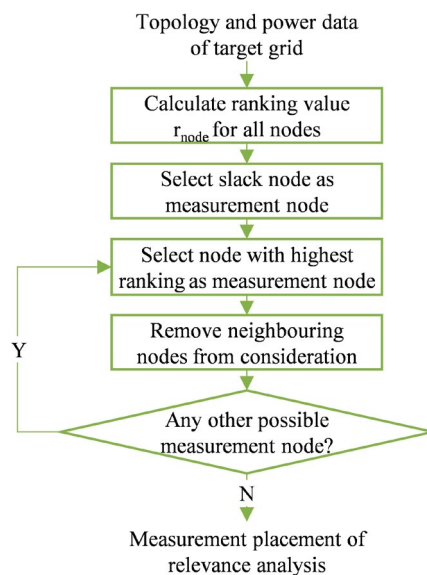


Figure 3: Relevance analysis procedure

repeated as long as there are possible measurement nodes. The selected measurement nodes need to be investigated for observability. This is done in the next and final step, the observability analysis.

### C. Observability analysis

In order to perform the state estimation, full observability is required for the considered grid. This means that for a full-observable grid state, a sufficient number of independent measurements must exist to obtain at least an equidetermined equation system for the grid area. The existence of even more measurements lead to an overdetermined equation system, which also enables the minimization of measurement errors. This is a significant function of the state estimation. In cases where an undetermined equation system exists, the number of state variables must be reduced, or pseudo-measurements can be inserted [6], so that the number of equations is again equal to the number of variables. For reducing the state variables, a grid reduction can be used by combining neighboring nodes that are both not measured.

As mentioned before, an initial observability analysis must be performed to ensure the execution of the state estimation. For this purpose, topological or numerical methods can be carried out [7]. Within the scope of this research work, a numerical method based on the branch variable formulation is used, which is described in detail in [4]. By assuming that power flows and voltage magnitudes of each grid station from the relevance analysis are measured, the known power flow equations for calculating the active and reactive power can be used.

These equations are used for calculating the measurement Jacobian matrix  $H$  is necessary by building the derivatives of it. Finally, the observability is determined by checking the column rank of the measurement Jacobian. Accordingly, the rank must correspond to  $2 \cdot n - 1$ , which is the dimension of the state vector with  $n$  nodes. This can be checked by using a factorization and obtaining the number of observable and unobservable branches. Furthermore, the results of a one-time observability analysis show which measured values are redundant or which are critical. A measurement is critical if removing it causes an observable system to become unobservable [3].

For the whole procedure, the observability analysis is done twice. The first one gives the information if an initial observability exist or a grid reduction has to be done. The second one is to classify the measurement points by assuming that one measurement node will be removed in each iteration, while keeping all other measurement points. This gives the information about how many branches will be unobservable if the node will not be measured. In addition to the ranking from the relevance analysis, this results in a further classification of the importance of individual measuring locations if the number of equipped nodes has to be reduced.

## IV. Application and Results

The methodology was developed in the context of the research project *i-Autonomous*, which is funded by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Grant No. 03EI6001A). The focus of the project is to develop a stan-

darized integration concept for smart grid automation systems in medium voltage levels, from engineering to deployment, installation and operation. As part of the project, a field test will be carried out in the grid area of a distribution grid operator. The execution of the field test should help to exemplarily carry out the developed integration process and thus to test and prove it. The complete engineering process is based on the developed process of the project *i-Automate*, which is described in [10]. Beside the focus on the integration concept, additional functionalities such as a State Estimation, a Model Predictive Control [9], and an Optimal Power Flow Algorithm for distribution grids [8] are implemented and tested during the field test phase.

The above-mentioned identification process of relevant local grid stations is one step in the integration process. Before the installation of the innovative smart grid automation system, it is crucial to determine where to install the required measurements with the highest relevance for the grid and local functionalities (i.e. the State Estimation). Therefore, for the grid data provided by the local grid operator as part of the project consortium, the developed analyses were carried out. The results of these analyses are discussed in this section.

As mentioned before, real data sets from the distribution grid operator have been used for the application to apply the methodology. First, a data cleansed should be done. Non-relevant data sets, for example, could be grid stations that are not owned by the grid operator or cannot be equipped with measurement devices due to their type, such as pole stations. After cleaning the whole data set, first cluster analysis with only few characteristics was done. This analysis is used for identifying grid areas, which are of high importance for further analysis. Afterwards, an area was selected in which interesting cluster groups were identified.

Then a grid area with a high number of local grid stations from a prioritized cluster group was considered. This grid was selected for further investigation, especially concerning relevance and observability analysis. The selected 10 kV medium-voltage grid is located in a rural area with high penetration of RES. In total four wind turbines, three photovoltaic plants

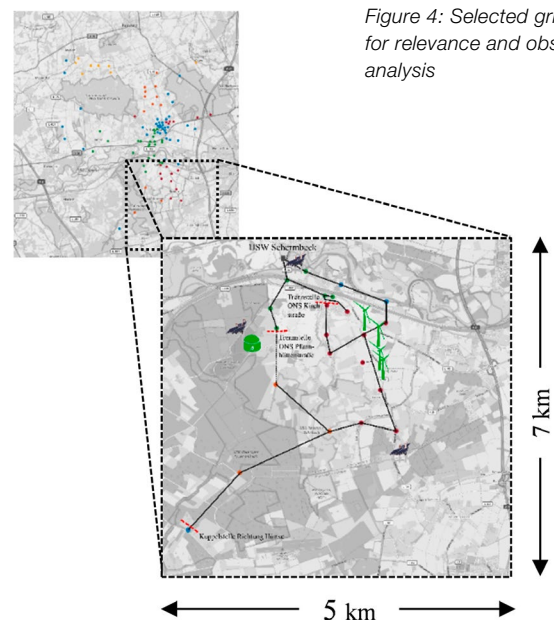


Figure 4: Selected grid area for relevance and observability analysis

and one biogas plant are integrated there. The grid structure with a visualized position of RES is shown in *figure 4*.

There are 37 local grid stations in the selected grid area. Of these stations, 22 can potentially be equipped with measurement devices. The remaining 15 stations are either pole stations or customer stations that are not suitable for integrating measurement devices. A comparison of the suitable stations with the result of the cluster analysis reveals that ten stations (~ 50 %) are included in the prioritized cluster.

In the next step, the relevance analysis is carried out for the selected grid area in order to identify the essential local substations. According to the methodology presented, the primary substation for the integration of metering equipment was first selected in order to subsequently apply the results from the relevance analysis and the ranking list. After the iterations, a total of 17 relevant local substations could be identified with the procedure.

A subsequent observability analysis shows that the observability cannot be achieved in this grid area, since several neighboring stations are not suitable for the integration of measurement devices. Therefore, a minimal manual grid reduction by introducing three replacement loads, merging in total eight local substations, was realized. With this reduction of grid complexity, pseudo-full observability in the state estimation was possible at the cost of estimation quality. Also, congestion within the replacement loads cannot be detected, and other techniques are needed to identify them.

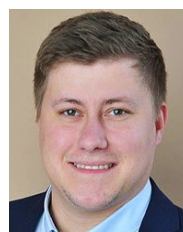
## V. Conclusion

In this paper, an identification procedure of relevant grids for integrating smart grid automation systems is proposed. This identification procedure starts with a cluster analysis of general metadata from local grid stations to emphasize grid areas of general interest for the integration of measurement systems. In further steps, which include relevance and observability analysis, the most suitable positioning regarding the most comprehensive observability possible is obtained. The presented methods were carried out for data provided in the *i-Autonomous* project. The cluster analysis for this data leads to a rural grid area with high penetration of renewable energy generation. Within this area, the placement of the measurement system was done following the results from the relevant and observability analysis. It has been shown that only a few locations need to be combined to perform a state estimate, for which a grid reduction was made. This reduction method was still performed manually. In future work, this can be automated and extended by applying optimization steps.

## VI. Literatur

- [1] A. Abdel-Majeed and M. Braun. Low voltage system state estimation using smart meters. In 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Piscataway, NJ, 2012. IEEE.
- [2] A. Abdel-Majeed, S. Tenbohlen, D. Schöllhorn, and M. Braun. Meter placement for low voltage system state estimation with distributed generation. IET Digital Library, 2013.

- [3] A. Abur and A. G. Exposito. Generalized Observability Analysis and Measurement Classification. IEEE, Piscataway, 1998.
- [4] A. Abur and A. G. Exposito. Power System State Estimation: Theory and Implementation. Power Engineering. Hoboken, 2004.
- [5] M. R. Anderberg. Cluster Analysis for Applications: Probability and Mathematical Statistics: A Series of Monographs and Textbooks, volume 19 of Probability and mathematical statistics. Elsevier Science, Burlington, 2014.
- [6] K. Clanents, G. Krutnpholz, and P. Davis. Power system state estimation with measurement deficiency: an observability/measurement placement algorithm. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1983.
- [7] F. F. Wu and A. Monticelli. Network observability: Theory. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1985.
- [8] R. Palaniappan, O. Molodchyk, and C. Rehtanz. Hardware Implementation of an OPF Algorithm in a Distribution Network with Decentralized Measurements. In CIREN Workshop Berlin, 2020.
- [9] S. Raczka, D. Hilbrich, A. Brüggemann, and C. Rehtanz. A Model Predictive Control Algorithm for large-scale Integration of Electromobility. In IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), 2020.
- [10] C. Rehtanz, B. Bauernschmitt, D. Hilbrich, and R. Palaniappan. Modular konfigurier- und prüfbare Automatisierungsarchitektur für zukünftige aktive elektrische Energienetze: Schlussbericht zum Forschungsprojekt i-Automate. Dortmund, 2020.
- [11] R. Singh, B. C. Pal, and R. B. Vinter. Measurement placement in distribution system state estimation. IEEE Transactions on Power Systems, 2009.



*Sebastian Raczka, M.Sc.,  
TU Dortmund University*



*Dominik Hilbrich, M.Sc.,  
TU Dortmund University*



*Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz,  
TU Dortmund University*



### ETG Task Forces

## E6 Der Digitale Zwilling in der Elektrizitäts- und Netzwirtschaft

### Motivation und Bedarf

Zur Planung und Führung elektrischer Netze und Marktprozesse sind vielfältige Software und Leittechniklösungen seit Jahrzehnten im Einsatz. Speziell die Netzleittechnik war seit den 1960er Jahren eine der ersten zivilen Anwendungen für die damals neuen Großrechner zur Prozessverarbeitung. Das was heute mit dem Trendwort Digitaler Zwilling bezeichnet wird, also die vollständige digitale Beschreibung und Berechenbarkeit des Primärprozesses war von Anfang an in der Netzleittechnik gegeben. Basierend auf der digitalen Prozessbeschreibung wurden Planungs- und Optimierungsrechnungen wie N-1-Netzsicherheitsrechnung, Optimal Power Flow, etc. durchgeführt. Die Netzplanung mittels statischer und dynamischer Netzberechnungsverfahren und diesbezüglicher Software ist ebenso lange im Einsatz. Durch die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft sind vielfältige Marktprozesse hinzugekommen, die ebenfalls ohne eine digitale Abbildung nicht durchführbar wären. Schnittstellen zwischen Markt und Netz z. B. zum Engpassmanagement wie zuletzt dem Redispatch 2.0 bieten neue

Herausforderungen für durchgängige digitale Prozesse, die vom Markt bis in die Netzsteuerung hineinreichen.

Die Herausforderung für die Zukunft wird es sein, die Idee des Digitalen Zwillings dahingehend weiterzuentwickeln, dass einzelne Datenpunkte nur einmal erhoben werden müssen und durch die unterschiedlichen Prozessschritte automatisiert hindurchmigrieren. Prozesse wie Netzführung, Netz- und Betriebsplanung, Asset Management sowie Interaktion mit dem Markt und Engpassmanagement müssen durchgängig auf einheitlichen Modellen und Datensätzen stattfinden. Die Überführung von bestehenden Softwaresystemen und Datensätzen in eine konsistente zukünftige Daten- und Modellwelt stellt hierbei eine besondere Herausforderung dar, die aber für zunehmend komplexe Prozesse, die Einbindung vielzahliger erneuerbarer Energieanlagen, Sektorenkopplung und Flexibilität unerlässlich ist.

### Ziele und geplante Ergebnisse des Vorhabens

Das Studienziel geht der Frage nach, was ist ein Digitaler Zwilling und was

sind die Anwendungsgebiete. Hierzu werden die Herausforderungen und Möglichkeiten eines durchgängigen Digitalen Zwillings für elektrische Energiesysteme, deren Netzführung, Planung und die marktwirtschaftlichen Prozesse herausgearbeitet. Hieraus sollen Handlungsbedarfe für Netzbetreiber, Energieversorger und Hersteller abgeleitet werden, damit die Innovationen in diesem Bereich zielführend umgesetzt werden können.

Die Schwerpunktthemen im Überblick:

- Definition der Idee des Digitalen Zwillings in der Elektrizitäts- und Netzwirtschaft
- Übersicht der energie- und netzwirtschaftlichen Prozesse und Abbildung auf Hauptkomponenten und Datenmodelle für die Digitalisierung
- Herausforderungen bei der Umsetzung des Digitalen Zwillings im Sinne des Schnittstellen- und Datenabgleichs
- Zusammenstellungen von Trends in der Software-, IKT und Leittechnikindustrie für technologische Lösungen und neue Technologien für Digitale Zwillinge
- Erstellung von Handlungsempfehlungen zur nutzbringenden Umsetzung eines Digitalen Zwillings in der Energie- und Netzwirtschaft

Die Studie erarbeitet Anforderungen und Ansätze für zukünftige Lösungen in den genannten Bereichen und zeigt weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf auf. Durch die Beteiligung von Expert\*innen aller betroffenen Industriebereiche an der Arbeitsgruppe ist gewährleistet, dass wissenschaftlich fundierte und technisch neutrale und unabhängige Lösungsempfehlungen erzielt und abgewogen werden.

### Leitung der Task Force

Die Leitung der Task Force hat *Dr.-Ing. Ulf Häger* vom Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie<sup>3</sup>) an der Technischen Universität Dortmund übernommen.

Falls Sie in der Task Force mitarbeiten möchten, melden Sie sich bei der ETG Geschäftsstelle [etg@vde.com](mailto:etg@vde.com).



© mlalp / stock.adobe.com

## ETG Task Forces

# E7 Flexibilisierung des Energiesystems

### Motivation und Bedarf

Die zunehmende dargebotsabhängige Erzeugung elektrischer Energie führt unter Annahme eines unflexiblen Verbrauchs zu einer steigenden Dynamik der Residuallast, die durch immer weniger konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Gleichzeitig steigt in Zeiten geringen Verbrauchs und hoher Einspeisung die Wahrscheinlichkeit der Abregelung erneuerbarer Erzeuger aufgrund mangelnden Bedarfs oder unzureichender Transportkapazitäten.

Eine vielversprechende Lösung ist die Abkehr vom bisherigen „Erzeugung-folgt-Last“-Prinzip hin zu einer zumindest teilweisen Flexibilisierung des Verbrauchs, wie sie beispielsweise bereits in den SINTEG-Projekten des BMWi andiskutiert worden ist. Durch die Lastflexibilisierung kann zahlreichen aktuellen Herausforderungen des Energiesystems effizient begegnet werden, allerdings setzt dies genügend Flexibilitätspotenzial voraus.

Die Energietechnische Gesellschaft im VDE (VDE ETG) hat ein Thesenpapier zur Flexibilisierung des Energiesystems erarbeitet und sieben Thesen aufgestellt, wie und unter welchen Voraussetzungen eine Lastflexibilisierung einen sinnvollen Beitrag zum Gelingen der

Energiewende beisteuern kann. Diese und andere aufgeworfene Fragestellungen sollen von der Task Force beantwortet werden.

### Ziele und geplante Ergebnisse des Vorhabens

In bisherigen Analysen wurde das Vorhandensein von Lastverschiebepotential und die dafür erforderliche Technik in einem zukünftigen Energiesystem einfach vorausgesetzt. Dies erscheint etwas optimistisch, da das insbesondere im privaten Bereich nicht dem realen Kundenverhalten entspricht. Zudem darf – insbesondere vor dem Hintergrund der Elektromobilität – nicht davon ausgegangen werden, dass das volle Potential dauerhaft und über lange Zeiträume zur Verfügung steht.

Die Schwerpunkte sind:

- Entwicklung geeigneter Anreize zur Schaffung von Lastflexibilisierungsoptionen im Spannungsfeld zwischen einer ausreichenden Vergütung und der Vermeidung weiterer Kostentreiber
- Identifikation von Optionen der Lastflexibilisierung durch zusätzliche Lasten im Rahmen von Sektorenkopplung

- Vergleich von räumlicher Flexibilisierung (netzseitig) und zeitlicher Flexibilisierung
- Abschätzung des tatsächlich verfügbaren Lastverschiebepotentials, sog. „gesicherte Flexibilität“, z. B. über Gleichzeitigkeitsfaktoren
- Konzeptentwicklung zur Integration von Lastverschiebeoptionen in bestehende Netz- und Systemführungskonzepte
- Analyse des Zusammenwirkens von Erzeugungs- und Lastflexibilisierung unter Nutzung ggf. vorhandener Speicherinfrastruktur im kurz-, mittel- und langfristigen Bereich
- Abschätzung der Auswirkungen einer Lastflexibilisierung auf die Effizienz des Energiesystems und die Klimaziele der Bundesregierung
- Ableitung von Handlungsempfehlungen zur Anpassung des regulatorischen Rahmens zur technisch-, wirtschaftlich- und dateneffizienten Nutzbarmachung von Lastflexibilisierungsoptionen

Die Erkenntnisse der Task Force münden in einer Studie, die Lösungen aufzeigen, Handlungsempfehlungen geben und weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf identifizieren soll. Durch die Beteiligung von Expert\*innen aller betroffenen Bereiche an dieser Task Force ist gewährleistet, dass wissenschaftlich fundierte, technisch neutrale und unabhängige Lösungsempfehlungen erzielt und abgewogen werden.

### Leitung der Task Force

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

Falls Sie an einer Mitarbeit interessiert sind, melden Sie sich bitte bei der ETG Geschäftsstelle [etg@vde.com](mailto:etg@vde.com).



**ETG Task Forces**

## **E8** Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen

**Motivation und Bedarf**

Die grundlegenden Trends der Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung sind mit umfangreichen regulatorischen Veränderungen und Kostendruck verbunden. Bei volatiler Versorgungssituation führt dies zu einem Netzbetrieb näher an den Kapazitätsgrenzen. Durch all diese Veränderungen werden die Anforderungen an die Netzbetriebsführung komplexer. Die Komplexität hat inzwischen einen Grad erreicht, der umfangreiche Assistenzsysteme und Automatisierungsfunktionen erfordert, damit die Systemführung die Komplexität beherrschen und notwendige Aufgaben und Entscheidungen umsetzen kann. Insbesondere wenn in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen verstärkt eine aktive Netzführung zur Koordination volatiler oder regelbarer Netznutzer angestrebt wird, ist auf Grund der großen Zahl an Nieder- und Mittelspannungsnetzen eine bedarfsorientierte Automatisierung erforderlich.

Ziele der Automatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen sind somit die Beherrschbarkeit von Komplexität sowie die Erhöhung von Effizienzen im Netzbetrieb.

**Ziele und geplante Ergebnisse des Vorhabens**

Das Studienziel ist, die Herausforderungen und Möglichkeiten von Hochautomatisierung in Nieder- und Mittelspannung zu erarbeiten. Hieraus sollen Handlungsbedarfe für Netzbetreiber, Energieversorger und Hersteller strukturiert ersichtlich sein, damit die Innovationen in diesem Bereich zielführend umgesetzt werden können.

Die Schwerpunktthemen im Überblick:

- Definition des Nutzens von Hochautomatisierung in Nieder- und Mittelspannungsnetzen, u.a. Stand der Wissenschaft und Stand der Technik aufzeigen
- Identifikation von konkreten Anwendungsfällen, u.a. von Zustandsschätzung in vermaschten Verteilnetzen bis Self-Healing Systems sowie Kosten-Nutzen Bewertung, auch von Folgekosten (IT, Betriebspersonal)
- Erstellung einer Automatisierungsrroadmap, von Assistenzsystemen zum autonomen System (Autonomie-stufen) bzw. regionale Ausprägung der Automatisierungsstufen

- Anforderungen und Trends an/ bei Leittechnikarchitekturen, u. a. von Edge Computing über IoT zu Trennung von Hard- und Software, Patchmanagement, IT-Security,-Prüfen und Messen neuer Systeme
- Erstellung von Handlungsempfehlungen zur nutzbringenden Umsetzung

Die Studie erarbeitet Anforderungen und Ansätze für zukünftige Lösungen in den genannten Bereichen und zeigt weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf auf. Durch die Beteiligung von Expert\*innen aller betroffenen Industrie- und Anwenderbereiche an der Arbeitsgruppe ist gewährleistet, dass wissenschaftlich fundierte und technisch neutrale und unabhängige Lösungsempfehlungen erzielt und abgewogen werden.

**Leitung der Task Force**

Die Leitung der neuen Task Force übernimmt *Dr.-Ing. Sönke Loitz* von der Netze BW GmbH.

Falls Sie an einer Mitarbeit interessiert sind, melden Sie sich bitte bei der ETG Geschäftsstelle [etg@vde.com](mailto:etg@vde.com).

## E9 ETG-Mitgliederversammlung 2021

### Tagesordnung

1. Begrüßung
2. Tätigkeitsbericht
3. Aussprache über den Tätigkeitsbericht
4. Der neue ETG Vorstand stellt sich vor
5. Nationale Wasserstoff-Strategie und Handlungsfelder für die ETG

### TOP 1: Begrüßung

#### ■ Begrüßung:

Der ETG Vorstandsvorsitzende Herr Dr. Schwan eröffnet um 12:00 Uhr die digitale Versammlung und begrüßt die anwesenden Mitglieder. Er weist darauf hin, dass die Mitgliederversammlung gemäß aktueller ETG Geschäftsordnung § 7, Abs. 5 ohne Rücksicht auf die Zahl der erschienenen Mitglieder beschlussfähig ist.

#### ■ Bestätigung der Tagesordnung:

Herr Dr. Schwan stellt die Tagesordnung vor. Diese wurde fristgerecht im ETG *Journal* 01/2021 veröffentlicht. Es gibt keine Änderungen oder Ergänzungen.

Die Tagesordnung wird ohne Änderung genehmigt.

### TOP 2: Tätigkeitsbericht

Herr Dr. Schwan gibt einen Überblick über die wesentlichen Entwicklungen und Aktivitäten der ETG seit der letzten Mitgliederversammlung am 9. Mai 2019 in Esslingen.

#### ■ Mitgliederentwicklung (Stand 31. 12. 2020):

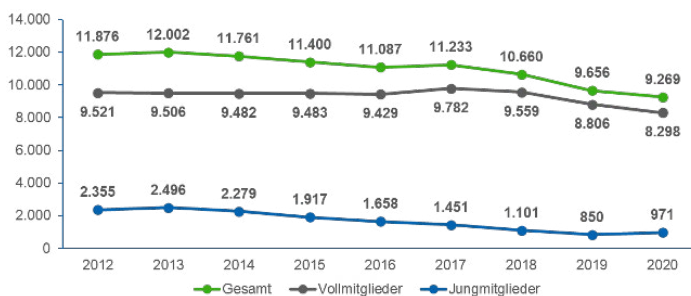


Bild 1: Mitgliederentwicklung

Trotz Rückgang der Mitgliederzahl bleibt die ETG auch weiterhin die größte Fachgesellschaft des VDE. Erfreulich ist die leichte Zunahme bei den Jungmitgliedern.

#### ■ Vorstand:

Im Sommer 2019 wurde der Vorstand für die Amtsperiode 2020–22 gewählt. Neu im Vorstand sind für die Gruppe Elektrizitätsversorgung Herr Dr.-Ing. Stefan Küppers, Geschäftsführer Spezialtechnik/Digitalisierung bei der Westnetz GmbH und für die Gruppe Industrie Herr Dr.-Ing. Karsten Viereck, Director Technology bei der Maschinenfabrik Reinhausen GmbH.

#### ■ Neuer Fachausschuss V2.4 „Zellulare Energiesysteme“:

Auf der Sitzung von Vorstand und wissenschaftlichem Beirat am 04. 02. 2021 wurde die Umwidmung des bisherigen Arbeitskreises „Energieversorgung 4.0“ im Fachausschuss V2.3 „Schutz- und Automatisierungstechnik“ in den neuen Fachausschuss V2.4 „Zellulare Energiesysteme“ beschlossen.

Im neuen Ausschuss werden die Expertinnen und Experten aus Energiewirtschaft, Forschung und Industrie unter der Leitung von Dr.-Ing. Theresa Noll, Leiterin des Innovationsmanagements bei der Westnetz GmbH, intensiv an den Themen Energiezellenmodellierung, Planung von zellularen Energiesystemen, Digitalisierung und Marktdesign weiter arbeiten.

#### ■ ETG Veranstaltungen:

Auch in den vergangenen 2 Jahren agierte die ETG wiederum sehr aktiv als Wissensvermittler und Anbieter von Fachtagungen, Workshops und Diskussionsforen. Herr Dr. Schwan stellt einen Auszug vor.

Der nächste ETG Kongress findet am 10.–11. 05. 2023 in Wuppertal statt.

#### ■ ETG Studien, Analysen, Positionspapiere:

Folgende Studien und Impulse wurden im Berichtszeitraum veröffentlicht:

- VDE Impuls „Tunnelbasierte Stromversorgung – Potenziale und Perspektiven einer Kombination von Infrastrukturen“ (31. 05. 2019)
- VDE Impuls „Konzepte für akzeptanzfreundliche AC-DC-Übertragungsnetze“ (31. 05. 2019)
- VDI VDE Studie „Brennstoffzellen- und Batteriefahrzeuge – Bedeutung für die Elektromobilität“ (07. 06. 2019)
- VDE Fachbeitrag „Zellulare Energiesysteme – Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen“ (10. 07. 2019)
- VDE Studie „Perspektiven der elektrischen Energieübertragung in Deutschland“ (23. 09. 2019)
- VDE Studie „Gleichspannung in der elektrischen Energieverteilung“ (23. 09. 2019)
- VDE Impuls „Systematisierung der Autonomiestufen in der Netzbetriebsführung“ (23. 07. 2020)
- VDE Impuls „Regionalmärkte – Konzepte und Bewertung“ (29. 07. 2020)

- VDE Impuls in Zusammenarbeit mit DVGW „Resilienz der Strom- und Gas-Versorgungsnetze im Rahmen der Energiewende“ (März 2021)
- VDE Impuls „7 Thesen zur Flexibilisierung des Energiesystems“ (23.04.2021)

Derzeit in Bearbeitung:

- VDE Leitfaden zur Sternpunktbehandlung
- VDE Studie „Intelligente Ladeinfrastruktur im Zeitalter der Digitalisierung“
- VDE Studie „Zukunftsbild Energie“
- VDE Position „Kernaussagen zur Entwicklung der Stromerzeugung und -speicherung“

**TOP 3: Aussprache über den Tätigkeitsbericht**

Es wird diskutiert, inwieweit sich die Corona-Pandemie in 2020 und Anfang 2021 auf die Gremienarbeit und die Veranstaltungen der ETG ausgewirkt hat. Herr Dr. Benz berichtet, dass mit Beginn der Pandemie alle Sitzungen von ETG Gremien und Task Forces nur noch Online stattgefunden haben bzw. immer noch stattfinden. Veranstaltungen wurden vereinzelt verschoben, der Großteil aber in Online-Formate umgesetzt (s. TOP 2). Den finanziellen Auswirkungen wurde mit Einsparmaßnahmen entgegengewirkt.

Ansonsten gibt es keine weiteren Fragen und Anmerkungen.

**TOP 4: Der neue ETG Vorstand stellt sich vor**

Die beiden neuen ETG Vorstandsmitglieder Herr Dr. Küppers und Herr Dr. Viereck stellen sich vor und weisen auf Themenschwerpunkte hin, die sie in der aktuellen Vorstandsperiode vorantreiben möchten.

Herr Dr. Küppers nennt die Elektromobilität, den Ausbau der Netze und die Speicherung von Energie. Herr Dr. Viereck stellt die innovative Netzführung und die Cyber-Security, sowie das generelle Interesse an der ETG und aktuelle Fragestellungen heraus.

**TOP 5: Nationale Wasserstoff-Strategie und Handlungsfelder für die ETG**

Herr Dr. Schwan stellt die Handlungsfelder vor, die sich im Rahmen der Nationalen Wasserstoff-Strategie für die ETG ergeben. Grüner Wasserstoff wird eine wichtige Rolle im dekarbonisierten Energiesystem der Zukunft spielen. Er besitzt eine hohe Relevanz für das Gesamtsystem Strom (Stichworte: Elektrolyseur, Brennstoffzelle, Netz-/ Systemverträglichkeit, Zusammenspiel mit Wind- und PV-Erzeugung, etc.) und damit auch für ETG und VDE. Die Infrastruktur für Transport, Verteilung und Speicherung von Wasserstoff, muss weiter entwickelt werden und die Sektorenkopplung wird in diesem Zusammenhang eine wichtige Rolle spielen. Mit Blick auf die Politik muss insbesondere der aktuelle Regulierungsrahmen angepasst werden.

Aus dem Kreis der teilnehmenden Mitglieder wird die Frage gestellt, was die ETG qualifiziert, Wasserstoff als Schwerpunktthema zu bearbeiten. Bei Themen wie z. B. der Umstellung von Gasnetzen sind fachliche Partner erforderlich.

Herr Dr. Küppers erläutert, dass dies und weitere Themen zur Gasnetzinfrastruktur im Koordinierungskreis mit dem DVGW diskutiert wird.

Herr Dr. Schwan stellt zum Abschluss drei in Planung befindliche ETG Task Forces vor, die sich hochaktuellen Themen widmen und für die noch Expertinnen und Experten gesucht werden:

- Der Digitale Zwilling in der Elektrizitäts- und Netzwirtschaft
- Flexibilisierung des Energiesystems
- Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen

Abschließend ergibt sich noch eine Diskussion zum Thema Nachwachstumsgewinnung. Hier will sich die ETG intensiv einbringen.

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

*Frankfurt, den 14.06.2021*

*gez. Thomas Benz  
Protokollführer*

*gez. Michael Schwan  
Sitzungsleiter*

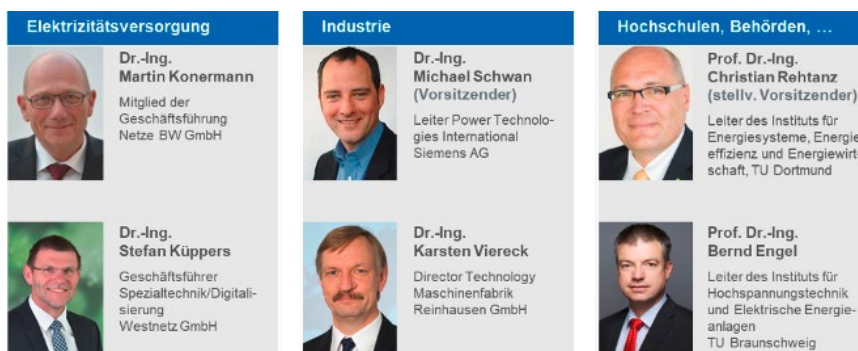
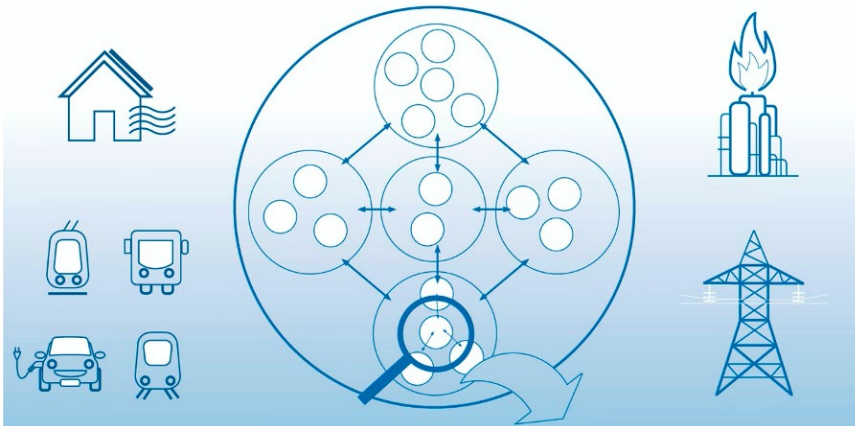


Bild 2: ETG Vorstand 2020–22

## E10 Neuer ETG ITG Fachausschuss „Zellulare Energiesysteme“



Seit der Veröffentlichung der VDE ETG Studie „Der zelluläre Ansatz“ im Jahr 2015 hat sich die Vorstellung von Energiezellen, in welchen sektorenübergreifende Energiesysteme intelligent ihren Energiebedarf und -überschuss austauschen, in vielen Forschungs- und Realisierungsprojekten verbreitet. In der ETG arbeitete in den letzten Jahren der Arbeitskreis „Energieversorgung 4.0“ an Definitionen und Beschreibungen von zellularen Energiesystemen, woraus 2019 der VDE Fachbeitrag „Zellulares Energiesystem“ hervorging. Nun wird der Arbeitskreis zu einem gemeinschaftlichen ETG und ITG Fachausschuss im Fachbereich V2 „Energieübertragung und Verteilung“ und erhält somit ein noch höheren Stellenwert innerhalb der ETG.

Im neuen Fachausschuss mit dem Titel „Zellulare Energiesysteme“ wird unter der Leitung von Frau Dr. Theresa Noll (Head of Innovation Management, Westnetz GmbH) zusammen mit vielen Mitgliedern aus Netzwirtschaft, Forschung uvm. intensiv an den Themen Energiezellmodellierung, Planung von

zellularen Energiesystemen, Digitalisierung und vielen weiteren Themen gearbeitet. In Zukunft sind weitere Veröffentlichungen zur Konkretisierung und Umsetzung von zellularen Energiesystemen geplant. Der Fachausschuss wird neben Dr. Theresa Noll von ihrem Stellvertreter Björn Uhlemeyer von der Bergischen Universität Wuppertal geleitet. Ziel ist es die Energiewelt von morgen mit allen Mitgliedern des Fachausschusses gemeinsam proaktiv mitzugestalten.

*Wer in dem neuen Fachausschuss gerne mitarbeiten möchte, wendet sich bitte an die VDE ETG Geschäftsstelle [etg@vde.com](mailto:etg@vde.com).*



*Dr. Theresa Noll  
Head of Innovation  
Management,  
Westnetz GmbH*

# ETG Veranstaltungen

## Vorschau

**29. September 2021,  
ETG GMA Online-Fachtagung**

### Netzregelung und Systemführung

Transformation der Stromversorgung – Netzregelung und Systemstabilität mit Umrichtern

[www.vde.com/netzregelung-2021](http://www.vde.com/netzregelung-2021)



Die Tagung steht in der Tradition der ETG Fachtagungen „Netzregelung und Systemführung“ und ersetzt als halbtägige Online-Veranstaltung in gekürzter Form die eigentlich für dieses Jahr geplante zweitägige Fachtagung. Eine Fachtagung mit gewohntem Format und Umfang ist wieder für Herbst 2022 vorgesehen. In der Zwischenzeit bietet die Online-Tagung einen Einblick in innovative Projekte im Bereich der Übertragungs- und Verteilnetze. Sie behandelt außerdem elementare Fragestellungen für die Netzregelung und Systemstabilität der elektrischen Energieversorgung unter Berücksichtigung eines wachsenden Anteils umrichterbasierter Energieerzeugungsanlagen.

**19. Oktober 2021,  
Online-Fachtagung**

### STE 2021

Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH)

[www.vde-ste.de](http://www.vde-ste.de)



Die Tagung zeigt den aktuellen Stand der Sternpunktbehandlung auf, stellt

an Hand von Ausführungsbeispielen den Bezug zur Praxis her und erläutert mögliche Perspektiven. Angeboten werden Vorträge zu den Schwerpunktthemen:

- Status Quo und Trends der Sternpunktbehandlung
- Auswirkungen der zunehmenden Verkabelung
- Anforderungen an Erdungssysteme
- Umstellung der Sternpunktbehandlung
- Berechnung und Reduktion des Erdschlussreststromes
- Fehlerortung
- Beeinflussungsfragen
- Sonstige Aspekte

**2.–3. November 2021,  
München, Fachtagung**

### ETG-CIRED-Workshop 2021 (D-A-CH)

Innovationen im Verteilnetz

[www.vde.com/ecw-2021](http://www.vde.com/ecw-2021)



Hier treffen sich sämtliche Fachleute, um neue Produkte und Technologien, Dienstleistungen, Konzepte und Geschäftsmodelle vorzustellen und zu diskutieren. Innerhalb der CIRED ist der D-A-CH-Raum der Sitz vieler weltweit wichtiger technologieentwickelnder Unternehmen und meinungsbildender Netzbetreiber.

Themenblöcke:

- (1) CIRED 2021 – Neueste Entwicklungen und Trends:
- (2) Daten – Informationen – Entscheidungen: Neue datenbasierte Technologien und Anwendungen für die Netzbetreiber
- (3) Resilienz der Verteilernetze

**16.–17. November 2021,  
Kongress Palais, Kassel,  
Fachtagung**

### Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie

Wege zu einer klimaneutralen Energieversorgung

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



Die im ETG Fachbereich V1 erarbeiteten Kernaussagen und Handlungsempfehlungen zur Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie, wurden bereits im Mai 2021 im Rahmen des „virtuellen“ ETG Kongresses vorgestellt. Es hat sich gezeigt, dass großes Interesse an dieser Thematik besteht. Neben dem unbedingt notwendigen Ausbau müssen für eine erfolgreiche Transformation der Energieversorgung aber auch noch weitere Hürden überwunden werden. Die Ansichten zum Energiesystem der Zukunft und zu den notwendigen Maßnahmen für die Transformation dorthin sind durchaus kontrovers, weshalb dringender Diskussionsbedarf vorhanden ist.

Auf dieser Fachtagung im Präsenz-Format soll daher die Diskussion mit den Teilnehmern im Mittelpunkt stehen. In mehreren Diskussionsforen werden Sie die Gelegenheit haben, mehr über die technischen Herausforderungen der Energiewende zu erfahren und Lösungsoptionen mit den Experten kritisch zu diskutieren. So möchten wir gemeinsam an möglichen Wegen arbeiten, die mit der erforderlichen Akzeptanz zu einer klimaneutralen Energieversorgung führen können.

Bitte merken Sie jetzt schon diesen Termin vor. Weitere Details finden Sie auf der [Veranstaltungs-Homepage](#).

**29.–30. November 2021,  
Niedersächsische Landesvertretung,  
Berlin, Fachtagung**

**7. Dialogplattform Power to Heat**  
Strategien zur Wärmewende  
Sektorenkopplung und Steigerung  
der Energieeffizienz

[www.vde.com/p2h-2021](http://www.vde.com/p2h-2021)



Nachdem die 6. Dialogplattform 2020 coronabedingt als Online-Veranstaltung durchgeführt werden musste, soll die 7. Dialogplattform am 29. und 30. Dezember 2021 wieder im Präsenz-Format stattfinden. Daher werden insbesondere der Dialog und die Diskussion im Vordergrund stehen, um den Teilnehmenden wieder ausreichend Gelegenheit zum Gedankenaustausch zu ermöglichen. Die Veranstaltung wird wieder gemeinsam von der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (VDE ETG) und dem Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) durchgeführt.

Bislang hatte die Dialogplattform Power-to-Heat insbesondere das Thema direkte Nutzung von elektrischer Energie im Wärmesektor im Fokus. Mit der siebten Veranstaltung soll der Fokus weiter gefasst und weitere Optionen zur Umsetzung einer umfassenden Wärmewende betrachtet und diskutiert werden.

*Der Call for Papers läuft noch bis  
10. 09. 2021*



© peterschreiber.media - stock.adobe.com

## Vorschau

# E11 High Voltage Goes Green

## Lösungen für nachhaltige und CO<sub>2</sub>-neutrale Energieversorgung

10. + 11. November 2021 | Frankfurt (Main) + online

[www.vde.com/highvoltagegoesgreen](http://www.vde.com/highvoltagegoesgreen)

Konkrete technische Lösungen für nachhaltige und CO<sub>2</sub>-neutrale Materialien und Betriebsmittel in der Energieversorgung will der neue Workshop „High Voltage Goes Green“ einer breiten Öffentlichkeit bekannt machen. „Fridays for Future“ und andere Bewegungen verlangen umfassende, schnelle und effiziente Klimaschutzmaßnahmen. Spätestens nach dem Abklingen der Corona-Pandemie wird dieser Druck der Straße wieder dringend konkrete Lösungen von der Politik fordern.

Wissenschaft, Forschung und industrielle Produktentwicklung haben in den letzten Jahren verschiedene Materialien und Geräte entwickelt, die emissionsarme oder -freie Herstellung und Betrieb ermöglichen. Der Fachbereich Q2 der Energietechnischen Gesellschaft im VDE unterstützt und verbreitet diese Lösungen mit den thematischen Schwerpunkten Transformatoren, Energiekabelsysteme, Freileitungen und Schaltanlagen.

Durch umweltfreundliche Alternativen kann das treibhauswirksame Gas Schwefelhexafluorid SF<sub>6</sub> ersetzt werden. Das Streitthema Bau neuer Hochspannungstrassen wird um neue Perspektiven ergänzt. Pflanzenöl als Isolierflüssigkeit kann fossiles Mine-

ralöl ersetzen. Neue Lösungen zur Geräuschminimierung und Energieeffizienz der Betriebsmittel werden vorgestellt.

Mit „High Voltage Goes Green“ baut VDE ETG Q2 eine Brücke zwischen Experten, Herstellern, Fachöffentlichkeit, Politik und Medien, die klimafreundliche Lösungen in die breite Öffentlichkeit bringt und ihre Anwendung beschleunigt.

Im Programm sind Vorträge am 11. November und ein Get-Together am Vorabend enthalten. Wenn aufgrund der Coronavirus-Infektionslage die Durchführung in Frankfurt nicht möglich ist, findet die Veranstaltung ausschließlich online statt.



*Prof. Dr.-Ing.  
Maik Koch,  
Hochschule  
Magdeburg-Stendal,  
stellvertretender  
Vorsitzender des  
FB Q2*

Rückblick

# E12 Online-Fachtagung „Hochautomatisierter Netzbetrieb“

Tagungsleitung: Prof. Martin Braun (Fraunhofer IEE, Universität Kassel)

Die grundlegenden Trends der Dekarbonisierung (Strom, Wärme, Verkehr), Dezentralisierung und Digitalisierung sind mit umfangreichen regulatorischen Veränderungen und Kostendruck (z.B. Betrieb an den Kapazitätsgrenzen) verbunden. Durch diese Veränderungen werden die Anforderungen an die Netzbetriebsführungen komplexer. In allen Systemzuständen (Normalbetrieb, Fehlerfall, Netzwiederaufbau, ...) muss ein sicherer Betrieb gewährleistet werden können. Durch die große Zahl der aktiven Systemteilnehmer ist eine vertikale (Kaskade zwischen Netzebenen) und horizontale (räumlich verteilt innerhalb einer Netzebene) Koordination zwischen Netzbetreibern und Prosumern erforderlich. Die Komplexität hat inzwischen einen Grad erreicht, der umfangreiche Assistenzsysteme und Automatisierungsfunktionen erfordert, damit die Systemführer die notwendigen Aufgaben und Entscheidungen umsetzen können. Wenn auch in Nieder- und Mittelspannungsnetzen verstärkt eine aktive Netzführung zur Koordination der regelbaren Prosumer angestrebt wird, ist auf Grund der großen Zahl der Mittel- und Niederspannungsnetze eine Automatisierung zwingend erforderlich. Auch neue Anforderungen im Netzbetrieb (z. B. Redispatch, Netz-Markt-Koordination) machen eine automatisierte Vorgehensweise zwingend erforderlich.

In einer, auf diese Themen fokussierte, ETG Task Force koordinierte Prof. Martin Braun die Erstellung des VDE Impuls-Papiers „Systematisierung der Autonomiestufen in der Netzbetriebsführung“ ([www.vde.com/netzbetrieb-online](http://www.vde.com/netzbetrieb-online)). Das VDE-Impulspapier liefert die Grundlage für eine systematische Betrachtung der voranschreitenden Automatisierung der Netzbetriebsführung. In Anlehnung an die Autonomiestufen beim autonomen Fahren werden sechs Autonomiestufen für

den Netzbetrieb definiert. Davon ausgehend erfolgt eine Einordnung des heutigen Automatisierungsgrads, der Funktionen auf der Systemleitebene und Trends der Weiterentwicklung in einer Roadmap.

Die Online-Fachtagung „Hochautomatisierter Netzbetrieb“ wurde durch den Tagungsleiter Prof. Martin Braun mit dieser Motivation und Systematisierung eröffnet und eingeführt.

Im ersten Block der Veranstaltung wurde über alle Netzebenen der Stand der Technik, aktuelle Herausforderungen und Trends der Automatisierung vorgestellt. Herr Dr. Andreas Wasserrab (Tennet TSO GmbH) berichtete dabei, aus der Leitstelle eines Übertragungsnetzbetreibers, über Autonomiestufen bis Stufe 3 bei verschiedenen Systemdienstleistungen und geplante Weiterentwicklungen. Besonders spannend sind dabei die Ergebnisse des Projekts InnoSys 2030, das eine sichere Höherauslastung des Bestandsnetzes durch koordinierten Einsatz von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln, kurativen Maßnahmen und einem höheren Automatisierungsgrad zum Ziel hat. Aus Sicht eines deutschen Verteilnetzbetreibers berichtete Herr Thomas Aundrup (Westnetz GmbH) aus der operativen Systemführung über die zunehmende Entkopplung von Schaltbetrieb und Lastflusssteuerung und die Datendrehscheibe als Grundlage für eine zukünftige Automatisierung. Er stellte zwei wichtige Beispiele der Digitalisierung vor: eine App zum Schalten im Mittelspannungsnetz und die *Netzbetrieb 4.0* Plattform, in der alle Prozesse zusammengeführt werden. Martin Stiegler (PSI GridConnect GmbH) zeigte einen Überblick über den Stand der Technik in der Automatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen entlang der Kette Beobachtbarkeit, Steuerbarkeit und dezentrale Bedin-

## Systematisierung der Netzbetrieb-Autonomiestufen

<b>Autonomiestufe 0</b> <i>Keine Automatisierung</i>	Systemführung kann Netzzustand basierend auf Messinformationen überwachen ( <b>0a Observability</b> ) bzw. mit Hilfe von fernsteuerbaren Betriebsmitteln beeinflussen ( <b>0b Controllability</b> )
<b>Autonomiestufe 1</b> <i>Assistenz</i>	Hintergrundfunktion unterstützt Systemführung durch Informationen ( <b>1a Awareness</b> ), bzw. durch Handlungsvorschläge, über deren Umsetzung Systemführung entscheidet ( <b>1b Decision Support</b> )
<b>Autonomiestufe 2</b> <i>Teilautomatisierung</i>	Hintergrundfunktion wird durch Systemführung manuell aktiviert, regelt ohne weitere Freigabe automatisiert
<b>Autonomiestufe 3</b> <i>Bedingungsautomatisierung</i>	Hintergrundfunktion wird durch auslösende Bedingung aktiviert (zuvor durch Systemführung definiert), regelt ohne weitere Freigabe automatisiert
<b>Autonomiestufe 4</b> <i>Hochautomatisierung</i>	Netzbetrieb läuft im Normalbetrieb und in üblichen Fehlerfällen (daily business) automatisiert. Bei seltenen Störereignissen wird Netzbetrieb an Systemführung übergeben
<b>Autonomiestufe 5</b> <i>Vollautomatisierung</i>	Systemführung nur zum Systemstart, Festlegen der Zielparameter, Bedingungen und Regeln erforderlich



gungsautomatisierung verbunden mit verschiedenen Systemarchitekturen und Kommunikationsmöglichkeiten.

Im zweiten Block wurden verschiedene Innovationen im Kontext der Automatisierung vorgestellt. Gestartet hat Prof. Dr. Christian Rehtanz (TU Dortmund) mit der modular-autonomen Plattform mit Automatisierungs- und Schutzkomponenten, die in den Projekten i-Protect / i-Automate / i-Autonomous entstanden ist und in Feldtests demonstriert wird. Ein wichtiges Thema ist die Edge Cloud mit einer Trennung von Hardware und Software und neuen Gestaltungsmöglichkeiten, bei der sich intelligente Funktionen im System befinden. Dr. Christian Köhler (venios GmbH) griff dieses Thema auf und beschreibt zunächst die Notwendigkeit der Konsolidierung der Daten mit hinreichender Datenqualität. Er stellt die Anforderungen an eine moderne Systemarchitektur vor: Microservice-orientiert, hochskalierbare Datenhaltung und offene, moderne APIs. Weiterführend präsentierte Dr. Sebastian Wende-von Berg (Fraunhofer IEE und Universität Kassel) Open Source Lösungen. Durch den Einsatz von Open Source Prinzipien in der Softwareentwicklung werden nach vereinheitlichten Qualitätsstandards im Konsortium openKONSEQUENZ eG Nutzer-Module für Leitsysteme entwickelt. Über offene, standardisierte Schnittstellen (z. B. CIM) werden diese Module an das jeweilige Leitsystem angebunden. In ähnlicher Form kann auch die ebenfalls vorgestellte Plattform *beeDIP* des Fraunhofer IEE für Innovative Betriebsführungslösungen als Pilotsystem im Netzbetrieb an vorhandene Leitsysteme angebunden werden. Ein weiteres Beispiel ist die Open Source Netzberechnungssoftware *pandapower* (entwickelt am Fraunhofer IEE und der Universität Kassel), die bereits von zahlreichen Netzbetreibern, Herstellern und Forschungseinrichtungen erfolgreich eingesetzt wird.

Im dritten Block der Online-Fachtagung wurden interdisziplinäre Themen betrachtet. Dr. Heiko Englert (Siemens AG) stellte aus Sicht der Standardisierung die Notwendigkeit der Interoperabilität der Lösungen verschiedener Hersteller als wichtiges Element für die zukünftige Automatisierung vor (z. B. CIM und IEC61850) vor. Dabei ging er auf verschiedene Ebenen der Interoperabilität ein und schlug lokale Anforderungsprofile auf Basis internationaler Standards als pragmatischen Weg vor, um nationale Lösungsausprägungen mit den Vorteilen internationaler Standards zu kombinieren. Zudem bedarf es Agilität in der Standardisierung, insbesondere

auch von System-Management-Funktionen und Updates in der Fläche. Dr. Eckhardt Roos (Festo) ermöglichte den Blick in die Industrieprozessautomatisierung am Beispiel mechatronischer Systeme, die sich durch Integration von „Intelligenz“ (auch mit Methoden künstlicher Intelligenz) und Kommunikation zu cyber-physischen Systemen entwickeln. Abschließend beleuchtete Dr. Florian Wagner (BBH) das Themenfeld aus rechtlicher/regulatorischer Sicht anhand verschiedener aktueller Beispiele (Redispatch 2.0, unterfrequenzabhängiger Lastabwurf, Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen).

In der abschließenden Zusammenfassung von Prof. Braun ging dieser auf die nächsten Entwicklungsstufen der Automatisierung ein und stellte exemplarisch einige Innovationsbeiträge in den Themen Planen, Beobachten, Vorhersagen, Steuern und Testen von Fraunhofer vor. Hervorzuheben sind dabei die Pilotsysteme zur optimierten Betriebsführung verbunden mit horizontaler und vertikaler Koordination zwischen Netzbetreibern. Für die Prognose, Zustandsschätzung, Abstimmungsmechanismen und der Optimierung werden im Kompetenzzentrum Kognitive Energiesysteme am Fraunhofer IEE dafür neue Methoden des maschinellen Lernens entwickelt und eingesetzt. Zudem bietet das Fraunhofer Exzellenzcluster Integrierte Energiesysteme umfassende Testmöglichkeiten von Komponenten und Systemen im Fraunhofer CINES Distributed Grid Lab.

Mit ca. 150 Teilnehmenden war die Veranstaltung sehr gut besucht und es gab durchweg ein positives Feedback von den Teilnehmenden. Deshalb wurde auch entschieden, dass eine Folgetagung im Jahr 2022 in erweiterter Form an zwei Tagen stattfinden soll. Zudem wurden im Nachgang zur Veranstaltung zwei neue ETG Task Forces zur Automatisierung im Nieder- und Mittelspannungsnetz und zur Systematisierung digitaler Zwillinge initiiert, um diese Themen in der ETG aktiv voranzubringen.



*Prof. Dr.-Ing. Martin Braun  
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und  
Energiesystemtechnik IEE  
Universität Kassel,  
Energiemanagement und Betrieb elektrischer  
Netze (e<sup>2</sup>n)*

Rückblick

# E13 Energieversorgung neu denken!

Nachbericht zum VDE Bayern Online-Fachforum „Planung zellularer Energiesysteme“, mit dem die gleichnamige Arbeitsgruppe im VDE ETG Fachausschuss „Zellulare Energiesysteme“ den Stand der Themenbearbeitung vorstellte.



© Massimo Cavallo / Fotolia

Mit seinem VDE Bayern Online-Fachforum „Planung zellularer Energiesysteme“ stellte die gleichnamige Arbeitsgruppe im VDE ETG Fachausschuss „Zellulare Energiesysteme“ am 23. Februar 2021 den Stand der Themenbearbeitung vor und bot die Plattform für den Erfahrungs- und Wissensaustausch. Der Blick in die Teilnehmerliste bestätigte, dass sich Wissenschaftler, Fachleute und Spezialisten aus Forschung und Entwicklung, aus Wirtschaft und Industrie, aus Energieversorgungsunternehmen sowie den Verbänden zu diesem Anlass miteinander vernetzten und diskutierten, um die Energieversorgung neu zu denken.

„Wir freuen uns über das positive Feedback zu diesem VDE Bayern Online-Fachforum mit knapp 100 Anmeldungen und wichtigen Impulsen aus dem VDE Nordbayern. Zunächst als Präsenzveranstaltung vorgesehen, „funktionierte“ das Konzept auch als virtuelle Veranstaltung und steht damit als gelungenes Beispiel für die Stärke des VDE und seiner ehrenamtlichen Expertinnen und Experten in den Fachgesellschaften und Bezirksvereinen“, so Peter Rief, Leiter des VDE Bayern in seinem Schlusswort.

### Im Fokus des ersten Teils stand die theoretische Basis einer Transformation heutiger Energiesysteme hin zu einem zellularen Verbund:

**Silvan Rummeny**, Promovend und Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der TH Köln eröffnet die Vortragsreihe mit seinem Vortrag „Einführung zellulare Energiesysteme“.

Er vergleicht das Energiesystem der Vergangenheit mit einer zentralen Erzeugerstruktur, monodirektionalen Energieflüssen und zentraler Steuerung mit dem Energiesystem der Gegenwart, gekennzeichnet durch eine zunehmend dezentrale Energieerzeugung, bidirektionalen Energieflüssen aber auch

„noch“ zentraler Steuerung. Anschließend beschreibt er Entwicklungsperspektiven zum Übergang in die Zukunft hin zu Energiezellen. Hier wird die Erzeugung in Energiezellen dezentral verteilt sein, bidirektionale Energieflüsse verbinden die Energiezellen und Zellenmanager als Steuerungssysteme arbeiten mit übergeordneten Steuerungssystemen zusammen, um die notwendige Systemstabilität sicherzustellen. 4 Fragen führen hin zur Theorie der zellularen Energiesysteme.

- Was ist eine Energiezelle?
- Was ist ein zellulares Energiesystem?
- Warum ist ein zellulares Energiesystem versorgungssicherer?
- Warum ist ein zellulares Energiesystem solidarischer?

Am Ende steht die Erkenntnis, es braucht weiterentwickelte Regelwerke, flexible und differenzierte Anreize und Eigeninitiative um die Energiewende schnell, kosteneffizient und flexibel anpassbar mit zellularen Energiesystemen voranzubringen.

**Josef Bayer**, Sprecher der VDE ETG Arbeitsgruppe „Planung zellularer Energiesysteme“ berichtet im Vortrag „Leitfaden für die Planung Zellularer Energiesysteme - Aktueller Stand und Ausblick“ über die Arbeitsergebnisse der VDE ETG Arbeitsgruppe und gibt einen Ausblick über den möglichen strukturellen Aufbau eines sicheren zellularen Energiesystems.

Zielsetzung der AG ist es, den Planungsprozess für Energiezellen und zellulare Energiesysteme zu beschreiben und Planungsrichtlinien zu erarbeiten. Im Ergebnis soll ein Leitfaden für die Planung von Energiezellen und zellularen Energiesystemen entstehen. Die Planung wird als Kreisprozess mit vier Stufen aufgefasst:

- Zieldefinition
- Bestands- und Potentialanalyse
- Rahmenbedingungen, Design und Simulation
- Umsetzung und Betrieb

Die Entwicklung einer Energiezelle selbst ist ein additiver Kreisprozess in einzelnen Ausbausritten mit stetiger Annäherung an das Optimum der Zielfunktion. Um auf geänderte Rahmenbedingungen reagieren zu können, sollten mit jedem Entwicklungsschritt die Optionen zunehmen, die es ermöglichen, den Ausbau und die Weiterentwicklung des zellularen Energiesystems flexibel anzupassen.

Im zweiten Teil stellt Josef Bayer grundlegende Prinzipien zum Design vor:

- Zellulare Energiesysteme müssen auch bei eingeschränkter Kommunikation zwischen einzelnen Zellen weiterbetrieben werden können.

- Für das Funktionieren zellulärer Systeme ist die Art und Weise wie die einzelnen Elemente und Zellen zusammenarbeiten entscheidend.
- Auf zelluläre Energiesysteme lassen sich Regeln der Schwarmtheorie anwenden.

Mit 3 Axiomen schließt der Vortrag:

- Versuche den Energiefluss innerhalb deiner Zelle/ Zellcluster auszugleichen.
- Unterstütze, wenn möglich, benachbarte und übergeordnete Zellen/Zellcluster.
- Schütze dich selbst, wenn die Unterstützung benachbarter Zellen/Zellcluster nicht ausreicht.

**Martin Stiegler**, Geschäftsführer PSI GridConnect GmbH, stellt in seinem Vortrag „Der Zell-Manager / Rolle, Aufgabe und technisch-wirtschaftliche Optionen“ einleitend das Prinzip der Netzautomatisierung vor und zieht einen Vergleich zum autonomen Fahren.

Es werden 6 Autonomiestufen (von 0 = keine Automatisierung bis 5 = Vollautomatisierung) für den automatisierten Netzbetrieb definiert und die Reichweite der einzelnen Stufen spezifiziert. Mit der Netzautomatisierung sollten die Grundsätze verfolgt werden:

- Was dezentral erzeugt wird, soll möglichst dezentral genutzt werden.
- Flexibilitäten zuerst für Engpässe in der eigenen Netzebene nutzen.

Die Aufgabe des Zellmanagers ist u. a. die Datenverarbeitung für Steuerungs-, Regelungs- und Optimierungsaufgaben. Dabei werden auf Grundlage von Eingangsinformationen entsprechende Ausgangsinformationen ermittelt. Der Zellmanager kann horizontal mit anderen Zell-Managern in seiner Verarbeitungsebene bzw. auch vertikal mit übergeordneten und untergeordneten Zellmanagern interagieren. Typische Einsatzbeispiele sind netz- und systemdienliche, markt- und anlagenorientierte Anwendungen. Simulations- und Anwendungsbeispiele veranschaulichen die Wirkungsweise des Zell-Managers.

Am Ende stehen grundsätzliche Feststellungen:

1. Ohne Digitalisierung keine Energiewende.
2. Es gibt ein breites Einsatzfeld für Zellmanager.
3. Zellmanager leisten einen hohen Beitrag zur Netzautomatisierung und Resilienz.
4. Schnelle Innovationsgeschwindigkeit der Digitalisierung treffen auf Jahrzehnte ausgerichtete Investitionszyklen für Netzinfrastruktur.

### Der zweite Teil des Fachforums zeigte Planungs- und Umsetzungsbeispiele aus der Praxis:

**Josef Bayer** beschreibt in seiner Funktion als Head of Research & Development Energy Systems in der Firmengruppe Max Bögl in seiner Präsentation „Energiezelle Max Bögl“ die Entwicklungsstufen des Industrienetzes von Max Bögl auf dem Weg hin zu einem innovativen Energienetz, das eine kos-

tengünstige, sichere und CO<sub>2</sub>-neutrale Energieversorgung des Industriestandortes sicherstellt.

Der Entwicklungsprozess startete mit der Ertüchtigung und Modernisierung des Stromnetzes. In anschließenden Schritten wurde Eigenerzeugungsanlagen, wie WEA und PVA für die Optimierung der Energieverbrauchskosten eingebunden sowie eine Leitwarte zum Überwachen und Managen der Energieflüsse aufgebaut. Ein Batteriespeicher der 2,5-MW-Klasse sorgt für einen Lastspitzenausgleich und kann Netzdienstleistungen für Energieversorgungsunternehmen bereitstellen.

Aktuell läuft das Forschungsvorhaben INZELL, mit dem die Funktionsweisen und Betriebsparameter für einen Inselbetrieb des Industrienetzes untersucht und praktisch getestet werden soll. Unterm Strich bleibt die Erkenntnis, dass Industriebetriebe mit einer zellularen Energieversorgung im gesamten Energieversorgungssystem einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilisierung, zum Netzwiederaufbau und zur Notbetriebsversorgung leisten können.

**Rainer Kleedörfer**, Leiter des Zentralbereichs Unternehmensentwicklung bei der N-ERGIE, beginnt seinen Vortrag „Der zelluläre Ansatz der N-ERGIE – ein Praxisbeispiel“ mit Hinweisen auf unsere Klimaschutzziele zur Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen und zum Primärenergieverbrauch, bei dem die Erneuerbaren als einzige eine steigende Tendenz zeigen.

Für die Europäische Metropolregion Nürnberg (EMN) wurde ein ganzheitliches Maßnahmenpaket für Gebäude, Energie und Verkehr mit der systematischen Bearbeitung von 9 Themenfeldern erarbeitet, dessen Umsetzung die Erreichung der Klimaschutzziele 2030 sicherstellt. Es wird gezeigt, dass die Sektorenkopplung Strom – Wärme – Verkehr und die Nutzung von Flexibilitäten den Stromnetzausbaubedarf reduzieren kann. Bei den Zukunftsprojekten „eBus Port“ und „Parkhaus der Zukunft“ werden die Grundsätze von zellularen Energiesystemen konsequent angewendet. Für die Umsetzung muss aber auch die Rahmengesetzgebung sektorenübergreifend passen. Hier ist die Politik gefragt. Der Vortrag endet mit der Erkenntnis: „Dezentrale und lokale Energiewende ist machbar!“

**Dr. Rainer Saliger**, zuständig für Dezentrale Energiesysteme bei der Siemens AG Deutschland, stellt am Anfang seines Vortrages „Methodik für Planung und Realisierung zellulärer Energiesysteme“ die Masterfrage nach der zukünftigen Energieversorgung in zellularen Energiesystemen: „Wie ermöglichen dezentrale Erzeugungseinheiten wie KWK und PV eine günstigere Energieversorgung bei gleicher oder verbesserter Zuverlässigkeit?“.

Weitere Fragen leiten sich davon ab. Der Siemens Planungsprozess für Energiezellen umfasst 5 Schritte – Systemdefinition, Erzeugungsanalyse, Netzanalyse, Versorgungssystemanalyse und Umsetzungsplan. Als Referenzprojekte wurden die „Energetische Modernisierung“ des Siemenswerks in Krefeld und die „Autarke Wasserversorgung im Inselnetz“ bei den Stadtwerken Haßfurt vorgestellt. Aktuell entsteht am Energiepark Wunsiedel ein Leuchtturmprojekt der Sektorenkopplung – aus CO<sub>2</sub>-freiem Strom soll „grüner“ Wasserstoff für Industrie und Mobilität wirtschaftlich erzeugt werden. Dafür wird Siemens AG eine schlüsselfertige PEM Elektrolyse-Anlage liefern und 2022 in Betrieb setzen.

**Dr. Michael Stadler**, technischer Geschäftsführer von Xendee Corporation und wissenschaftliche Leitung/Key Scientist für Microgrids bei der BEST GmbH in Österreich. In seinem Vortrag „Anwendungsbeispiel und Planungskonzept auf Basis des zellularen Energiesystem“ spricht er über die ganzheitliche Planung und den Betrieb von Micro Grids oder auch Energiezellen.

Der erste Planungsschritt, das einfache Design zur Festlegung einer Zielfunktion, umfasst eine Datenerhebung und das Zusammenstellen von Randbedingungen, darunter technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen sowie mögliche Technologien, die in der Energiezelle zur Anwendung kommen. Das fortgeschrittene und detaillierte Design ist notwendig, um getroffene Festlegungen und erste Ergebnisse noch genauer zu beschreiben und zu optimieren. Xendee ist dafür das Werkzeug, das alle Phasen des Designprozesses von Micro Grids auf intelligente Art und Weise integriert und umfangreiche Simulationen für eine Optimierung zulässt. An einem realen Beispiel für eine kleine Zelle – existierender Bürokomplex und neues Feuerwehrhaus – wird die praktische Handhabung des cloudbasierten Computerprogramms demonstriert. Am Ende ergeben sich neben einer Reduktion der Netzbelastung auch Kosteneinsparungen.

Zum Abschluss des Fachforums moderiert Gunnar Braun, Geschäftsführer der Landesgruppe Bayern im Verband kommunaler Unternehmen e.V. eine Frage- und Antwortrunde mit den Referenten.

Von: Uwe Welz, Bayernwerk AG, Mitglied der VDE ETG Arbeitsgruppe „Planung zellularer Energiesysteme“

**Resümee**

Mit einem zellularen Energiesystem können wir das Potential der erneuerbaren Energien optimal und schnell in unser jetziges Energiesystem integrieren. Durch den neuen Ansatz der Systemarchitektur können die Vorteile regenerativer Energien bestmöglich genutzt und die Herausforderungen durch die volatilen Energieflüsse nicht nur beherrscht werden, sondern daraus ein noch resilienteres Energiesystem entstehen, als wir es jetzt haben. Das Wissen über die Funktionsweise und Besonderheiten von zellularen Energiesystemen muss jedoch noch weiter zu den Planern und Entscheidern transportiert werden.

Wichtig sind dabei Rahmenbedingungen, welche den lokalen und regionalen Energieaustausch ermöglichen und fördern. Mit den geeigneten Leitplanken für eine zellulare Systemarchitektur, wie sie derzeit von der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG) und vielen weiteren Akteuren entwickelt werden, entsteht ein sicheres, CO<sub>2</sub>-neutrales Energiesystem der Zukunft.

**Kontakt:** Josef Bayer, [jo.bayer@vde-online.de](mailto:jo.bayer@vde-online.de)



Josef Bayer,  
Sprecher der VDE ETG Arbeitsgruppe  
„Planung zellularer Energiesysteme“

Foto © J. Bayer

**Rückblick**

**E14 Rail.S/VDE Symposium**  
**Elektrische Fahrzeugantriebe und -ausrüstungen**

Am 22. und 23. April 2021 fand das traditionelle Symposium „Elektrische Fahrzeugantriebe und -ausrüstungen“ statt, organisiert vom Fachbereich A2 Bahnen mit elektrischen Antrieben der ETG im VDE zusammen mit dem sächsischen Bahntechnikverein Rail.S e.V.

Pandemiebedingt wurde das Symposium in diesem Jahr in einem Hybridformat aus Präsenz- und Online-Vorträgen durchgeführt. Themenschwerpunkte bildeten:

1. Elektrisches Fahren, was geht?
2. Energieträger Wasserstoff
3. Ladestationen – Betrieb und Technik
4. Systeme und Komponenten

Die Podiumsdiskussion widmete sich dem dazu passenden Thema „Fahren mit Batterien – woher kommt der Strom?“

Nach der Eröffnung durch Prof. Dr. Peter Gratzfeld vom VDE und Dr. Steffen Röhlig von Rail.S begann der erste Tagungsblock. Zuerst vermittelte ein Vortrag von Nyascha Wittemann (TU Dresden) anhand einer Studie für den VVO die Erkenntnisse zum Einsatz von Fahrzeugen mit den alternativen Antriebskonzepten Oberleitungs-Batterie-Hybrid BEMU, Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid HEMU sowie vollständige Streckenelektrifizierung. In einem Vortrag von Sebastian Reimann vom Karlsruher Institut für Technologie (KIT) wurden die Einsatzmöglichkeiten batteriebetriebener Tram-Train-Fahrzeuge im Vollbahnbereich dargestellt. Dazu wurde der Einsatz eines Fahrzeuges mit 62 t Gewicht, 76 Sitzplätzen, 600 kW Antriebsleistung und 350 kWh Batteriekapazität für 26 Strecken aus den deutschen geografischen Großlandschaften Norddeutsches Tiefland, Mittelgebirge und Alpenvorland untersucht. Das IFB – Institut für Bahntechnik GmbH war durch Dr. Martin Ufert mit einem Vortrag zum Thema „Auslegung von Energiespeicher und Ladeinfrastruktur am Beispiel von Elektrobussen“ vertreten. Hier gilt es, ein Optimum zwischen der Anpassung der Umlaufpläne, Infrastruktur-Investitionen und Lebenszykluskosten für die Batterieausrüstungen zu finden.

Zu Beginn des zweiten Tagungsabschnittes „Energieträger Wasserstoff“ präsentierte Özlem Tosum, Alstom Transport Deutschland GmbH, die Erfahrungen im Fahrgastbetrieb mit dem Coradia iLint bei der Eisenbahnen und Verkehrsbetriebe Elbe-Weser GmbH in Bremervörde, in der niederländischen Provinz Groningen und in Österreich auf vier von Wiener Neustadt ausgehenden Linien mit Gebirgscharakter. Thomas Brünner von der DB Energie GmbH präsentierte das Portfolio für die Versorgung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen mit Wasserstoff. Dabei liegt der Fokus auf dem Einsatz von erprob-

ten, industrieüblichen Komponenten und der Adaption bestehender Standards. In einem zweiten Vortrag der DB Energie hat sich *Vito Oronzo Milella* mit der Nutzung der Brennstoffzellen Technologien PEM, SOEC und SOFC sowie von Wasserstoff-Gasturbinen zur Bereitstellung von Regelleistung im Bahnstrom-Verteilnetz zur Beherrschung von Lastschwankungen auseinandergesetzt. In diesem Zusammenhang bietet die Verknüpfung der stark schwankenden Energieerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie mit der stark schwankenden Last im Bahnnetz weiteres Potenzial für das Speichermedium Wasserstoff.

Der dritte Tagungsblock „Ladestationen – Betrieb und Technik“ begann mit einem Vortrag von *Dr. Florian Baentsch*. Er erläuterte die Potenziale, die die DB Energie GmbH bei der Energieversorgung für elektrische und batterieelektrische Fahrzeuge bietet. Im Vortrag von der Furrer & Frey AG zum Thema „Herausforderungen und Chancen bei der Errichtung einer Stromtankstelle“ betrachtete *Dr. Felix Dschung* das Nachladen von Akku-Fahrzeugen im Stillstand etwas genauer. Im dritten Vortrag dieses Tagungsblocks präsentierten *Dr. Steffen Röhlig*, Rail Power Systems GmbH, gemeinsam mit *Dr. Lars Lindenmüller*, F&S Prozessautomation GmbH, das „Konzept für eine 50-Hz-Ladestation für Akkumulatortriebzüge mit Symmetrierumrichter“.

Zum Abschluss des ersten Symposiumstages diskutierten Experten aus der Bahn- und Energiebranche das Thema „Fahren mit Batterien – woher kommt der Strom?“, eingeleitet durch einen Impulsvortrag von *Michael Heilmann* vom Zweckverband des Schienenpersonennahverkehrs Rheinland-Pfalz Süd, ZSPNV Süd. *Stefan von Mach*, Alstom Transport Deutschland GmbH, moderierte die Podiumsdiskussion, an der in Präsenz oder zugeschaltet *Susanne Henckel*, Bundesarbeitsgemeinschaft der Aufgabenträger des Schienenpersonennahverkehrs, BAG-SPNV, und Verkehrsverbund Berlin-Brandenburg, VBB, *Dr. Florian Baentsch*, DB Energie GmbH, *Michael Heilmann*, Zweckverband des Schienenpersonennahverkehrs Rheinland-Pfalz Süd, ZSPNV Süd, *Hanno Brühl*, Stadtwerke Tübingen GmbH, *Mathias Korda*, Verkehrsverbund Mittelsachsen GmbH, und *Prof. Dr. Arnd Stephan*, Technische Universität Dresden, teilnahmen.

Der zweite Tag des Symposiums stand unter der Überschrift „Systeme und Komponenten“. Er widmete sich weiteren aktuellen Themen der elektrischen Antriebstechnik für Schienenfahrzeuge sowie deren Ausrüstungen. Zu Beginn wurde in einem Vortrag von *Thorsten Struß*, Alstom Transport Deutschland GmbH, am Beispiel eines Cordia Nordic in Schweden detailliert herausgearbeitet, welche Störungen der fahrzeugeigene Antrieb auf die ETCS-Einrichtungen hervorrufen kann. Unter dem Titel „Fahrerassistenzsysteme zum Energie sparenden Fahren und ihr Einsatz bei alternativen Antriebskonzepten“ zeigte *Prof. Dr. Jürgen Krimmling* von der Firma INAVET Institut für angewandte Verkehrstelematik GmbH anhand von Praxisbeispielen das große Potenzial derartiger Systeme zur Reduktion des Energieverbrauchs und für einen flüssigen Betriebsablaufes. *Dr. Markus Meyer* vom schweizerischen Ingenieurbüro emkamatik GmbH präsentierte seine Überlegungen zum Verhalten von Triebfahrzeugen bei Kurzschlüssen im Hochspannungsnetz. Von der ETH Zürich präsentierten die beiden Studenten *Alexander Staub* und *Patrick Althaus* die Ergebnisse ihrer Masterarbeit: „Hat

der Kurswagen eine Zukunft? – Konzeption von Reisezugwagen mit Hilfsantrieb“. Die Studie zeigt, wie attraktive Zugkonzepte realisiert werden könnten, wenn die Reisezugwagen mit einem Hilfsantriebs selbstständig rangierfähig wären. Aus dem Haus Dinghan SMART Railway Technology GmbH, vormals auch bekannt als SMA Railway Technology GmbH, kam der Vortrag „Optimale Auslegung und Betrieb eines Bordnetzumrichters – Eine Frage der Zusammenarbeit“, präsentiert von *Dirk Wimmer*. *Jens Czichon*, Infineon Technologies AG, erläuterte die Schwachstellen der Verbindungstechnik heutiger Halbleiter und zeigte, wie mit Hilfe der .XT-Modultechnologie von Infineon typische Alterungseffekte reduziert und so langlebige und zuverlässige IGBT-Halbleiter-Module für stark beanspruchte Traktionsstromrichter in Metro-Anwendungen ermöglicht werden können. Zum Schluss referierte *Leonie Hecke* vom Karlsruher Institut für Technologie (KIT) zum Thema „Wirkungsgradsteigerung von elektrischen Antriebssträngen mit hochdrehenden Maschinen“. Für Straßenbahn-Anwendungen erscheinen Antriebsseinheiten bestehend aus einem Siliziumkarbid-Stromrichter, Asynchronmotoren oder permanenterregten Synchronmaschinen mit bis zu 20.000 U/min und einem dreistufigen Getriebe vorteilhaft und geeignet zur Reduktion des Energiebedarfs und der Masse.

Das Symposium wurde mit Schlussworten von *Prof. Dr. Peter Gratzfeld* für den VDE und *Dr. Steffen Röhlig* für Rail.S beendet. Einige Beiträge sind bereits in der Zeitschrift eb – Elektrische Bahnen erschienen oder werden darin noch veröffentlicht. Obwohl die Tagung, die pandemiebedingt erstmals in einem Hybridformat mit 150 Teilnehmern stattfand, nicht völlig von technischen Schwierigkeiten verschont blieb, darf sie zweifellos als sehr gelungen betrachtet werden. Trotzdem wünschen sich die Veranstalter bald wieder Konferenzen mit Präsenzteilnehmern.



Univ.-Prof. Dr.-Ing. Peter Gratzfeld,  
Karlsruher Institut für Technologie (KIT),  
VDE ETG FB A2, Leiter des  
Programmausschusses



Dipl.-Ing. Sven Klein  
Stadler Deutschland GmbH  
Mitglied des Rail.S/VDE-Programmausschusses



## I1 Aktuelle Informationen aus CIREC

2021 – Ist „digital“ das neue „normal“?

Liebe ETG Mitglieder,

leider müssen wir auch nach 14 Monaten immer noch über die Pandemie und ihre Auswirkungen sprechen. Zuerst waren wir mit einer diffusen Gefahr konfrontiert, dann haben wir alle gemeinsam versucht, die Aufgaben bestmöglich mit aller Kraft und Kreativität in dieser Notsituation am Laufen zu halten. Jetzt treten wir in die kritische Phase der Konsolidierung ein. Wir müssen uns deshalb fragen, wie wollen wir in Zukunft arbeiten? Was ist erhaltenswert aus der Zeit vor der Pandemie, und welche Aufgaben haben wir in den letzten Monaten mit digitalen Werkzeugen und Methoden anders, effektiver und effizienter erledigen können und was nicht? Diese Konsolidierung ist sehr wichtig, ansonsten würde das permanente Arbeiten im Notfallmodus zur mentalen Ermüdung führen, was möglicherweise gravierende Auswirkungen auf die Qualität und Zuverlässigkeit der Netz-Systeme und vor allem auf die Mitarbeiter haben kann. Daher wird das neue Normal deutlich digitaler sein und direkte kollegiale Interaktion trotzdem ermöglichen.

Wir als DK CIREC wollen diese Fragen aufnehmen und in Kooperation mit den nationalen Komitees aus Österreich und der Schweiz in unserem „ETG-CIREC-Workshop 2021 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz“ mit ihnen diskutieren. Die Programmschwerpunkte sind diesmal „Daten – Informationen – Entscheidungen: Neue datenbasierte Technologien und Anwendungen für die Netzbetreiber“ und „Resilienz der Verteilernetze“. Die Themen werden mit einem Impulsvortrag eröffnet, mit spezifischen Fachvorträgen vertieft, um dann in Form von Round Tables diskutiert zu werden. Wir bieten auch wieder die Möglichkeit geführter Postertouren, um so auch weitere innovative Ideen und F&E-Ergebnisse vorstellen zu können. Weitere Informationen finden Sie hier: [www.vde.com/ecw-2021](http://www.vde.com/ecw-2021)

Als dritten Schwerpunkt werden wir eine deutschsprachige Zusammenfassung der diesjährigen CIREC 2021 erarbeiten. Hier werden prominente Fachkollegen die wichtigsten Ergebnisse und Beiträge aller sechs Sessions vorstellen. Zum Stand heute sind wir sehr zuversichtlich, dass wir uns am

02./03.11.2021 alle persönlich in München treffen können. Für die CIREC 2021 ist dies leider nicht der Fall. Die Organisatoren haben sich entschieden, die Veranstaltung digital in der Woche vom 20.09. bis 24.09.2021 durchzuführen. Die Details finden Sie hier: <https://www.cired2021.org/cired-online/>.

Auch in diesem Jahr werden wir wieder gemeinsam mit dem DK CIGRE die 19. CIGRE/CIREC-Informationsveranstaltung am 12.10.2021 in Hamburg durchführen. Als hybride Veranstaltung können wir die Anzahl der Teilnehmer in Abhängigkeit der lokalen Situation dynamisch anpassen und werden grundsätzlich einen digitalen Zugang zur Live-Veranstaltung bereitstellen.

In diesem Sinne hoffen wir, in der nächsten Ausgabe nicht mehr über die Pandemie sondern das neue Normal schreiben zu dürfen. Bleiben Sie gesund!

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



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



*Dr. Roland Drewek*  
SW Kiel Netz GmbH



## 12 Aktuelle Informationen aus dem Deutschen Komitee der CIGRE



Liebe Leserinnen und Leser,

leider hat uns die weltweite COVID-19-Pandemie noch immer im Griff, auch wenn es mittlerweile Lichtblicke zur teilweisen Rückkehr in den vorherigen Zustand gibt. So sehr die aktuelle Entwicklung in Deutschland wieder Mut macht, sieht es doch in anderen Teilen der Welt ganz anders aus. Vor diesem Hintergrund hat das Steering Committee der CIGRE im Mai entschieden, die für 2021 geplante Centennial-Session wiederum virtuell durchzuführen. Mit Rücksicht auf die Zeitverschiebungen sollen dabei die Group Discussion Meetings jeweils am frühen Nachmittag stattfinden, wodurch sich die diesjährige Session auf insgesamt 8 Arbeitstage (18. bis 27. August) verlängert. Inhaltliche Basis bleiben die ursprünglich für die Session 2020 eingereichten Beiträge, die teilweise aktualisiert wurden. Gerade im einhundertsten Jahr der Gründung der CIGRE ist den Gremien der CIGRE diese Verschiebung nicht leichtgefallen, lebt doch unsere Organisation sehr stark von den persönlichen Kontakten und dem gemeinsamen Arbeiten an aktuellen Fragestellungen. Insofern möchte ich hiermit um zahlreiche Teilnahme auch an der virtuellen-Session werben, um genau diesen „Chorgeist“ auch weiter auf elektronischem Weg zu pflegen und auszubauen.

Eine physische Session, die ja bereits von 2020 nach 2021 verschoben worden war, soll nunmehr im Jahr 2022 stattfinden. Zu Ihren Beiträgen dazu wurde bereits im vergangenen Dezember aufgerufen (Call for Papers). Neu ist hierbei, dass es keine Begrenzung der Anzahl der eingereichten Beiträge pro Mitgliedsland mehr gibt. Das jeweilige Nationale Komitee ist für die inhaltliche Qualität der Beiträge verantwortlich. Die letzte Entscheidung über die Annahme der Beiträge obliegt jedoch bei den Vorsitzenden der jeweiligen Study Committees der CIGRE. Das Deutsche Komitee der CIGRE hat sich in seiner Frühjahrssitzung ausführlich mit den circa 70 eingereichten Abstracts der Beitragsvorschläge befasst und schließlich dem Central Office für die Session 2022 in Paris 52 Beiträge davon empfohlen.

Im April diesen Jahres haben wir erstmals als Deutsches Komitee der CIGRE gemeinsam mit dem Englischen National Komitee der CIGRE ein Webinar unter dem Motto „Smart Cities“ durchgeführt. Fünf Vorträge zu den aktuellen Themen um „Smart Cities“, wie z. B. Auswirkungen der zunehmenden E-Mobilität auf die Energienetze oder der Weg zu einer Dekarbonisierung der Heizung in Großstädten, gaben einen kleinen Einblick, wie man in Großbritannien und Deutschland mit diesen Herausforderungen umgeht. Über 160 Teilnehmer zeigten das große Interesse an diesen Themen, deren Aktualität zum Abschluss in einer Panel-session mit allen Vortragenden noch deutlicher wurde.

Unsere jungen Ingenieurinnen und Ingenieure im CIGRE/ VDE Young EnergyNet (YEN) haben weiter das CIGRE Next Generation Network (NGN) aktiv mitgestaltet. Sie initiierten eine Task Force „Speed up the energy transition“, welche bereits aus Mitgliedern verschiedener nationaler NGN besteht.



© CIGRE UK

Ziel ist es, ein „Green Paper“ zu erarbeiten, das aus Sicht der internationalen jungen Ingenieurinnen und Ingenieure den derzeitigen politischen, technischen, sozialen und Umweltrahmen der Energiewende beschreibt. Bestehende Umsetzungshindernisse sollen identifiziert werden und schließlich Hinweise für junge Ingenieurinnen und Ingenieure gegeben werden, wie sie selbst, die Firmen in denen sie arbeiten und die CIGRE die Energiewende im Sinne einer zügigeren Umsetzung mitgestalten können.

Das Deutsche Komitee der CIGRE bereitet derzeit gemeinsam mit dem Deutschen Komitee der CIRED die jährliche Informationsveranstaltung für den 12. Oktober 2021 in Hamburg vor. Dieses Jahr wollen wir uns unter der Überschrift „Die Netze werden grüner!“ damit auseinandersetzen, wie der Betrieb unserer Übertragungs- und Verteilnetze zukünftig klimaneutraler gestaltet werden kann.

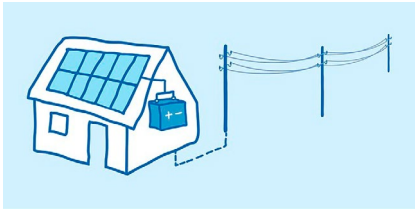
Dabei konnten wir sowohl Vertreter der Netzbetreiber, der Industrie und einer Hochschule für Beiträge gewinnen. Um unseren Blick etwas zu weiten, haben wir auch einen Vertreter von Umweltschutzverbänden eingeladen. Wir gehen fest davon aus, dass wir diese Veranstaltung physisch durchführen können, werden sie aber gleichzeitig auch streamen. Insofern freue ich mich schon heute auf dieses Branchentreffen und den Austausch zu aktuellsten Fragen unter Fachleuten. Seien auch Sie dabei in Hamburg und bleiben Sie gesund.

Ihr  
Dr. Frank Golletz



Dr. Frank Golletz  
Technischer Geschäftsführer der  
50Hertz Transmission GmbH und  
Vorsitzender des DK CIGRE

## F1 Aktuelles aus dem Forum Netztechnik/Netzbetrieb (VDE FNN)



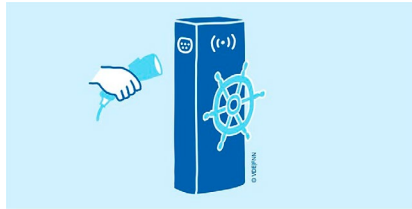
### Praxishilfe unterstützt Prosumer beim Einsatz von Speichern

Prosumer gestalten die Energiewende aktiv mit und profitieren dabei – vor allem wenn sie Speicher für den selbst erzeugten Strom nutzen. Hier können Speicher als steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Teil von Nulleinspeisern agieren. Dafür hat VDE FNN in einer Praxishilfe nun auch technische Anforderungen definiert und Messkonzepte dargestellt.

Der FNN Hinweis „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ bietet seit mehreren Jahren Netzbetreibern, Herstellern, Anlagenerrichtern und -betreibern von Erzeugungsanlagen und Speichern eine Orientierung für die Praxis. Nun hat VDE FNN den Hinweis überarbeitet und ergänzt. Schwerpunkte:

- Technische Anforderungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen mit Speichern am Netzanschlusspunkt und Messkonzept
- Technische Anforderungen an Nulleinspeiser und Messkonzepte für Speicher bei Nulleinspeisung

Der aktualisierte Hinweis ist im [VDE Shop](https://shop.vde.com/de/anschluss-und-betrieb-von-speichern-am-niederspannungsnetz)<sup>1</sup> erhältlich.



### Steuerbare Verbrauchseinrichtungen: VDE FNN kommentiert Entwurf zur rechtlichen Ausgestaltung

Digitalisierung und Flexibilität tragen maßgeblich dazu bei, die Energiewende zu meistern und neue Verbrauchseinrichtungen, wie Wärmepumpen und E-Fahrzeuge, optimal ins Energiesystem zu integrieren. Doch ohne die sichere Steuerung von Anlagen keine Flexibilität. Wie dies umgesetzt werden kann, hat das BMWi im Entwurf des sogenannten Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetzes (SteuVerG) vorgelegt. Dazu nimmt VDE FNN Stellung.

VDE FNN begrüßt das SteuVerG zur Ausgestaltung des Paragraph 14a des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und das spitzenlastorientierte Konzept zur Steuerung. Gleichwohl besteht erheblicher Anpassungsbedarf, insbesondere um den Paragraphen 14a einzuführen und Strukturen zügig aufzubauen:

- Klarstellung: Speicher für Eigenversorgung oder Notstromversorgung/USV
- Steuerbare Verbrauchseinrichtungen: Klimaanlagen miteinbeziehen
- Praxisgerechte Übergangslösung für Steuerung in statischen Zeitfenstern
- Informationsweitergabe zu Steuerhandlungen ergänzen
- Informationstechnische Anbindung und Kostentragung klarstellen
- Einphasiges Laden begrenzen und Auswirkungen monitoren



### Verbraucher auf Energiewende vorbereiten: Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) zügig verabschieden

VDE FNN hat das Zurückziehen des Entwurfs des Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) durch das BMWi mit Unverständnis zur Kenntnis genommen. Der technische Regulator für die Stromnetze empfiehlt, das Gesetzgebungsverfahren auf Basis des vorliegenden Referentenentwurfs und der Ergebnisse des umfangreichen, bisherigen Konsultationsprozesses unverzüglich wiederaufzunehmen.

Energiewende und Digitalisierung sollen Realität werden. Neue Verbrauchseinrichtungen, wie etwa E-Mobilität und Wärmepumpen, müssen möglichst reibungslos und netzverträglich integriert werden. Dafür benötigen alle Beteiligten zügig einen verlässlichen Rahmen. In mehr als zwei Jahren wurde dazu mit allen Stakeholdern der Referentenentwurf zum SteuVerG aufwendig erarbeitet.

Hierzu empfiehlt VDE FNN dringend ein aufklärendes Gespräch auf Entscheidungsebene. Zur Aufklärung der zuletzt in der öffentlichen Diskussion aufgetretenen Missverständnisse über netzverträgliche Integration von neuen Verbrauchseinrichtungen bietet VDE FNN allen interessierten Kreisen Unterstützung mit umfassenden Informationen und Erläuterungen der technischen Hintergründe und Zusammenhänge an.

<sup>1</sup> <https://shop.vde.com/de/anschluss-und-betrieb-von-speichern-am-niederspannungsnetz>



### Erdungsanlagen von Gebäuden bieten Sicherheit und Kundennutzen

VDE FNN ordnet das Thema Erdungsanlagen für Gebäude in den Gesamtkontext ein und erläutert die fachliche Relevanz.

Der Nutzwert eines Gebäudes und dessen Zukunftsfähigkeit wird zunehmend von der elektrischen Infrastruktur bestimmt. Wirksame Erdungsanlagen sind die Voraussetzung für eine komplexe, digitale und vernetzte Elektroinstallation und damit für zukunftssicheres Bauen und Wohnen.

Erdungsanlagen von Gebäuden sind sicherheitsrelevanter Bestandteil elektrischer Anlagen und

- dienen der Sicherheit von Menschen, Tieren und Sachwerten
- sind wichtig für den Funktionserhalt von elektrischen Anlagen
- bilden die Basis für ein globale Erdungssystem
- bieten zusätzlichen Nutzen in Kundenanlagen
- sind dauerhaft wirksam und wartungsfrei
- ermöglichen eine zukunftsfähige Elektroinstallation

In diesem Zusammenhang ist die DIN 18014, die derzeit im aktualisierten Norm-Entwurf DIN 18014:2021-01 Erdungsanlagen für Gebäude – Planung, Ausführung und Dokumentation vorliegt von großer Bedeutung für die Regelung, da Erdungsanlagen von Gebäuden insbesondere Sicherheit und Kundennutzen bieten.

Daher wird auch in den [Technischen Anschlussregeln Niederspannung \(VDE-AR-N 4100\)](#)<sup>2</sup> darauf verwiesen.

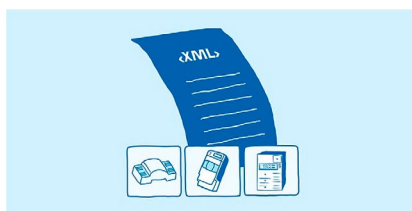


### Nutzung des Verteilnetzes zur Datenübertragung

Im Rahmen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende wurde das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) eingeführt, welches laut Paragraph 13 Messstellenbetreiber den Zugang zum Elektrizitätsverteilernetz autorisiert. Die knappe Formulierung eröffnet Fragen zur Anwendung und Umsetzung.

Welche technischen Möglichkeiten und Fragen ergeben sich? Wie lassen sich Zugang und prozessuale Themen regeln? Der neue FNN Hinweis „Nutzung des Verteilnetzes zur Datenübertragung – Erläuterungen und Hilfestellungen zur Anwendung und Umsetzung des §13 MsbG“ greift als fachgerechte Anwendungshilfe genau diese Fragen auf.

Die Messdatenübertragung über das Verteilnetz erfolgt dabei aus technischer Sicht ausschließlich über Breitband Power Line Communication (BPL) Systeme, wobei die Einhaltung technischer Regeln und Normen sicherzustellen ist. Aufgrund der unterschiedlichen BPL-Standards sind Messstellenbetreiber an Standard- und Systementscheidungen der Verteilnetzbetreiber gebunden.



### Elektronischer Lieferschein (Neu: aktuelle Version 2.2.1 der XSD und Beispieldateien)

Mit dem „Elektronischen Lieferschein (eLS) für die Bestellung und Lieferung von Messeinrichtungen und Komponenten für Messsysteme“ wird ein einheitliches Format für Geräte aller Sparten im Zähl- und Messwesen beschrieben.

Die derzeit gültige Version 2.2 vom August 2019 wird überarbeitet. Eine neue Version mit Schwerpunkt auf den

Bestellschein-Funktionalitäten und neuen Gerätekommunikationsparametern ist für Ende 2021 geplant. Die bisherigen Erfahrungen aus der Praxis waren jedoch Anlass, vorab einige Anpassungen an der XSD (XML Schema Definition) und den Beispieldateien (Anlagen zum FNN Hinweis) umzusetzen, damit sowohl kleine Syntaxfehler korrigiert, als auch aktuelle Anforderungen an neue Ladungsträgerarten im Markt mit aufgenommen werden.

#### Das Wichtigste in Kürze

- Einheitlich, sparten- und herstellerübergreifend
- Standardisierung zur Minimierung des Aufwands bei Einführung intelligenter Messsysteme
- Verbesserung der Kommunikation und Prozesse

Die Einführung von intelligenten Messsystemen erfordert auch Anpassungen der Lieferprozesse. Daher hat das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) einen elektronischen Lieferschein für Energiemessgeräte und Komponenten für Messsysteme entwickelt. Damit liegt ein einheitliches Format für einen Bestell-/Lieferschein auf XML-Basis vor. Ziel ist es, dass mit dem "Elektronischen Lieferschein" die notwendigen Daten für Bestellungen, Warenentnahmen und auch Reparaturen erfasst werden können und dieser spartenübergreifend für alle relevanten Geräte Anwendung findet.

#### Zielgruppen

- Hersteller und Messstellenbetreiber: Vereinfachung der Kommunikation untereinander und mit Messstellenbetreibern; Verbesserung der relevanten Prozesse

Als Basis diente das bereits seit Jahren bei einigen Unternehmen eingesetzte XML-Format für den Import und Export von Warenein- und -ausgängen. Damit kann vor allem die Kommunikation zwischen den Geräteherstellern und den Messstellenbetreibern vereinfacht werden. Auch der Datenschutz wurde berücksichtigt und dementsprechend die Mindestanforderungen zur Übertragung schützenswerter Daten definiert. In der aktuellen Version wurden Änderungen und Präzisierungen, die sich aus den

2 <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/tar-niederspannung/tar-niederspannung-vde-ar-n-4100>

bisherigen Erfahrung in der Praxis ergaben, umgesetzt.



**Schalten und Steuern mit dem intelligenten Messsystem**

VDE FNN entwickelt auf Basis interdisziplinärer Zusammenarbeit ein standardisiertes Steuer- und Schaltmodul für das Erzeugungs- und Lastmanagement. Dabei stehen die funktionalen und konstruktiven Merkmale der sogenannten Steuerbox für das intelligente Messsystem im Mittelpunkt.

Update Februar 2021: VDE FNN hat die Anforderungen um die Spezifikation für eine digitale Schnittstelle zur Steuerung standardisierter steuerbarer Einheiten erweitert. Damit soll der Einsatz einer Steuerbox in Kundenanlagen mit Steuerungsbedarf auf Basis gängiger Industriestandards vereinfacht werden. Zudem ermöglicht die Schnittstelle die Umsetzung der Steuerungsfunktionen nach Paragraph 14a EnWG innerhalb eines intelligenten Messsystems.

Intelligente Netze (Smart Grids) sollen das schwankende Stromangebot aus erneuerbaren Energien und den Strombedarf in eine Balance bringen. Die bisherige verbrauchsorientierte Stromerzeugung soll durch einen erzeugungsoptimierten Verbrauch kompensiert werden. Die Steuerbox – eingebunden in das intelligente Messsystem – ermöglicht hierzu das Schalten in Kundenanlagen, d.h. Erzeugungsanlagen und Stromverbraucher (Lasten) individuell anzusteuern. Damit kommt dem intelligenten Messsystem und seiner Steuerbox-Funktion eine Schlüsselrolle zu und ist die Grundlage dafür, dass Systeme aus den Bereichen Smart Metering, Smart Grid und Smart Market zusammenwachsen. Typische Erzeugungsanlagen sind Photovoltaikanlagen oder Blockheizkraftwerke, typische Lasten sind Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen oder Elektroautos.

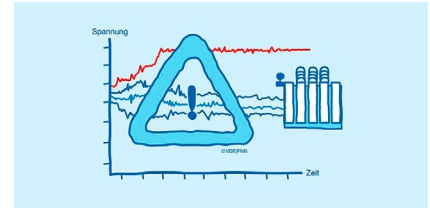
**Erzeugungsmanagement:** Netzbetreiber können unter bestimmten Voraussetzungen die Erzeugung dezentraler Anlagen, wie zum Beispiel Photovoltaik, abregeln. Für die Millionen Kleinanlagen in der Niederspannung soll das Smart-Meter-Gateway künftig dafür die autorisierten Schalt- und Steuerbefehle der Marktteilnehmer (wie z. B. Netzbetreiber) empfangen. Das Smart-Meter-Gateway leitet diese an die Steuerbox weiter, die dann die tatsächlichen Schaltungen in der Kundenanlage umsetzt.

**Lastmanagement:** Auch für das Zu- und Abschalten von Verbrauchern (z. B. Nachtspeicherheizungen, Elektroautos) in der Kundenanlage empfängt das Smart-Meter-Gateway Schalt- und Steuersignale (z. B. vom Netzbetreiber oder Energielieferanten) und leitet diese an die Steuerbox zur Realisierung eines netzdienlichen Lastmanagements weiter.

**FNN Aktivitäten:** Die in VDE FNN erarbeiteten Lastenhefte beschreiben sowohl, wie eine Steuerbox aufgebaut ist, als auch welche Funktionen sie erfüllt. Ziel ist eine herstellerübergreifende Standardisierung eines modularen und flexibel erweiterbaren Messsystems.

VDE FNN spezifiziert darüber hinaus Testfälle, mit denen automatisiert geprüft werden kann, ob die Geräte den umfangreichen Anforderungen aus den FNN Lastenheften entsprechen.

Diese Spezifikation umfasst die Erweiterung der Kommunikationsmöglichkeit zwischen Netzbetreiber und Kundenanlage. Dementsprechende Feinspezifikationen sollen als Beispiel im Anhang des Lastenheftes Steuerbox verfügbar gemacht werden. Eine Roadmap zur Steuerbarkeit am Netzanschlusspunkt ist im Bild dargestellt.



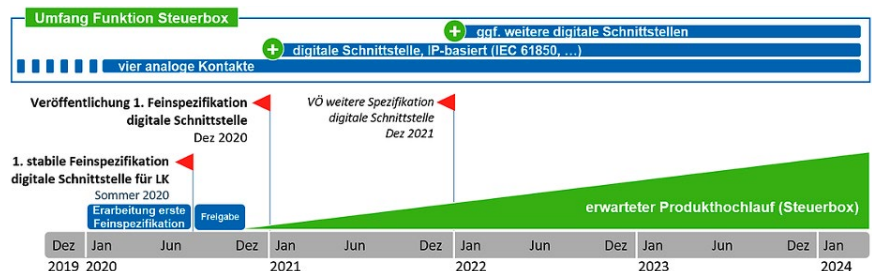
**Fachbeitrag zur Studie Spannungsfestigkeit**

In der Ausgabe Januar/Februar 2021 von "stadt+werk" beschreibt ein [Fachbeitrag](#)<sup>3</sup>, inwieweit Betriebsmittel Spannungen oberhalb des normalen Bereichs bewältigen können. Grundlage dafür ist die [Studie Spannungsfestigkeit](#)<sup>4</sup> von VDE FNN.

In der Studie zeigt VDE FNN, unter welchen Bedingungen ein zuverlässiger Netzbetrieb mit temporär höheren Spannungen als die maximal zulässige Spannung für Betriebsmittel (Um) im Verteil- und Übertragungsnetz möglich ist. Dabei geht es um die Frage, wie sich kurzzeitige Spannungen höher als Um auf die Funktion und die Alterung von Betriebsmitteln auswirken.

**Roadmap Steuerbarkeit am Netzanschlusspunkt**

Eines der Ziele des VDE FNN ist es, die Digitalisierung der Energiewende voranzutreiben. Dazu wurde auf dem FNN Kongress Netze 2019 angekündigt, dass eine technologieneutrale Spezifikation für eine digitale Kundenschnittstelle an der FNN Steuerbox erstellt wird.



3 [https://www.stadt-und-werk.de/heftarchiv\\_316\\_stadt+werk12021.html](https://www.stadt-und-werk.de/heftarchiv_316_stadt+werk12021.html)  
 4 <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/netzbetrieb-sicherheit/netzbetrieb/studie-spannungsfestigkeit>

## Neuer VDE FNN Vorstand will die Flexibilisierung des Stromnetzes pushen

Dr. Joachim Kabs (Bayernwerk Netz GmbH) wurde als Vorsitzender an die Spitze des neuen Vorstands des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE gewählt. Weitere Vorstandsmitglieder sind Dr. Dirk Biermann (50Hertz Transmission GmbH), Ingo Schönberg (PPC AG) und Ansgar Hinz (VDE e.V.).

Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) hat einen neuen Vorstand. Vorsitzender ist Dr. Joachim Kabs, Mitglied der Geschäftsführung der Bayernwerk Netz GmbH. Die stellvertretenden Vorsitzenden sind Dr. Dirk Biermann, Geschäftsführer für die Bereiche Märkte und Systembetrieb der 50Hertz Transmission GmbH, sowie Ingo Schönberg, Vorstandsvorsitzender der PPC AG. Von VDE Seite gehört dem Vorstand weiterhin Ansgar Hinz an, Vorstandsvorsitzender des VDE e.V. Am 27. April 2021 startet die dreijährige Amtszeit des VDE FNN Vorstands.

### Flexibilität im Fokus

Der neue Vorstand will die Flexibilisierung des Stromnetzes vorantreiben. Dr. Joachim Kabs erklärt: „Jetzt gilt es, dem steigenden Flexibilitätsbedarf gerecht zu werden und die Energieversorgung langfristig klimaneutral zu gestalten. Dazu wollen wir das Zusammenwirken von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Speichern mit dem Netz weiterentwickeln, die Digitalisierung forcieren und die Schnittstellen zwischen den Akteuren im Energiesystem systematisieren. Zudem ist es unser Ziel, VDE FNN als Kompetenzzentrum für das Stromnetz in Öffentlichkeit und Politik weiter zu stärken.“ VDE FNN arbeitet daran, diese neuen Verbraucher und Technologien mit Blick auf das gesamte Energiesystem in das Stromnetz zu integrieren und dabei die hohe Zuverlässigkeit und Qualität der Stromversorgung sicherzustellen. Dazu entwickeln über 450 Experten verschiedener Fachkreise vorausschauend technische Regeln und Anforderungen und schaffen damit eine entscheidende Grundlage für einen nachhaltigen sicheren Netzbetrieb.

Dr. Kabs würdigt das Engagement der ausscheidenden Vorstandsmitglie-



der Dr. Stefan Küppers, Dr. Andreas Luxa und Ludger Meier: „Herausragend in ihrer Amtszeit war die Ausgestaltung der europäischen Network Codes für Deutschland. Damit hat VDE FNN 2018 einheitliche Netzanschlussregeln für alle Spannungsebenen geschaffen und gleichzeitig die Weichen für eine erfolgreiche Energiewende gestellt. Im Namen des neuen Vorstandsteams sage ich ganz herzlich Danke!“

### Über die neuen Vorstandsmitglieder

Dr. Joachim Kabs (51) ist seit 2021 Mitglied der Geschäftsführung des Verteilnetzbetreibers Bayernwerk Netz GmbH und verantwortlich für das operative Netzgeschäft. Zuvor war er in unterschiedlichen leitenden Positionen im EON-Konzern tätig, zuletzt als technischer Vorstand der Schleswig-Holstein Netz AG. Er engagiert sich für nachhaltige Netzentwicklung zur Umsetzung der Energiewende, unter anderem in BDEW, DVGW und übergreifenden Forschungsprojekten. Der promovierte Physiker studierte an der Universität Erlangen und der TU Bergakademie Freiberg.

Dr. Dirk Biermann (51) ist seit 2012 Mitglied der Geschäftsführung des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz und verantwortet Systembetrieb und Netzplanung sowie alle energiewirtschaftlichen Aktivitäten des Unternehmens. Er engagiert sich zudem für Branchenkooperationen, unter anderem in den Aufsichtsräten von gemeinsamen Gesellschaften europäischer Übertragungsnetzbetreiber sowie der Europäischen Energiebörse EEX. Der promovierte Elektroingenieur studierte an der RWTH Aachen und hatte danach verschiedene Funktionen im Vattenfall-Konzern inne.

Ingo Schönberg (57) ist einer der Gründer und Vorstandsvorsitzender des Smart-Meter-Gateway-Herstellers PPC AG. Nach seinem Ingenieurstudium der Verfahrens-/Chemietechnik und der Betriebswirtschaftslehre hat er den Energiebereich des frisch gegründeten Fraunhofer-Institut UMSICHT mit aufgebaut. Ingo Schönberg war dann beim Mannheimer Energieversorger MVV Energie in verschiedenen Leitungsfunktionen bei Strom/Fernwärme und Energie-Dienstleistungen sowie als Geschäftsführer der Telekommunikations-tochter tätig. Er ist unter anderem Vorstand im ZVEI-Bereich Energietechnik und Mitglied im Beirat zum BMWi-Barometer.

Der neue VDE FNN Vorstand will die Flexibilisierung des Stromnetzes pushen (v.l.n.r.): Vorsitzender Dr. Joachim Kabs, Dr. Dirk Biermann, Ingo Schönberg und Ansgar Hinz.



### VDE FNN forciert Übergang zu klimaschonenden Schaltanlagen mit SF<sub>6</sub>-freien Technologien

Differenzierte Übergangsfristen ermöglichen die praxiserhaltende Einführung von SF<sub>6</sub>-freien Technologien in elektrischen Betriebsmitteln. VDE FNN hat eine Empfehlung erarbeitet, die für die Novellierung der EU-F-Gas-Verordnung relevant ist.

Die Stromerzeugung trägt mit erneuerbaren Energien zunehmend dazu bei, dass Deutschland und die Europäische

Union 2050 klimaneutral werden können. Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) unterstützt diesen Weg und forciert auch die klimaschonende Übertragung und Verteilung von Strom. Dazu empfiehlt VDE FNN, schrittweise Schwefelhexafluorid-freie Technologien in Schaltanlagen und Transformatorenstationen einzuführen. Abhängig von Anwendung und Spannungsebene werden Übergangszeiten vorgeschlagen. Die von VDE FNN erarbeitete und gemeinsam von den vertretenen Herstellern und Anwendern von gasisolierten elektrischen Betriebsmitteln abgestimmte [Empfehlung](#)<sup>5</sup> unterstützt die Europäische Kommission bei der Novellierung der F-Gas-Verordnung. Die EU-Kommission plant, F-Gase mit hohem Treibhauspotenzial wie Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>) schrittweise durch klimaschonende Alternativen zu ersetzen. Die neue Verordnung wird bis Ende 2022 erwartet.

**Synergien bei Herstellern und Anwendern von SF<sub>6</sub>-freien Technologien nutzen**

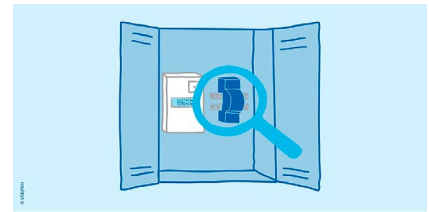
Sofern die neue europäischen Verordnung ab 2023 in Kraft tritt, sind erhebliche Herausforderungen bei der Einführung der Alternativen zu erwarten. Zusammen mit Herstellern und Anwendern schlägt VDE FNN darum differenzierte und praxismgerechte Übergangsfristen vor. Heike Kerber, Geschäftsführerin von VDE FNN, erklärt: „Ziel ist es, die Übergangszeiten auf ein Minimum zu begrenzen. SF<sub>6</sub>-freie Alternativen sollen in allen neuen Betriebsmitteln mit Isoliergas in fünf bis neun Jahren nach Inkrafttreten der Verordnung eingeführt werden. Das müssen wir im Sinne des Klimaschutzes sowie der Transparenz und Akzeptanz für klimaschonende Technologien erreichen. Die Schritte bei Herstellern und Anwendern sind eng verzahnt – so lassen sich von der Entwicklung über die Serienproduktion bis hin zur Einführung, Inbetriebnahme und Betrieb von Anlagen Synergien beim Übergang zu SF<sub>6</sub>-freien Technologien nutzen. Der sichere Netzbetrieb steht jederzeit im Mittelpunkt.“

Ebenso wichtig sind die stets ausreichenden Lieferkapazitäten von mehreren Herstellern, damit der Netzausbau und die Integration von erneuerbaren Energien voranschreiten können. Mit unserer Empfehlung für differenzierte Übergangszeiten von SF<sub>6</sub>-freien Technologien ist Deutschland auch hier Vorreiter in der EU und ebnet den Weg in eine klimaneutrale Zukunft.“

VDE FNN unterscheidet die Übergangszeiten für Anlagen in der Mittelspannung nach Anwendungen für Innen- und Außenräume sowie Spezialanwendungen, wie Generatorschalter. Für Anlagen in Innenräumen mit einer Betriebsspannung bis zu 24 Kilovolt beispielsweise sind fünf Jahre vorgesehen, so dass hier ab 2028 nur noch SF<sub>6</sub>-freie Technologien eingesetzt werden. In der Hoch- und Höchstspannung wird nach Standard- und Spezialanwendungen differenziert. Für Erweiterungen und Reparaturen bestehender Anlagen der oberen Spannungsebenen sind weiterhin SF<sub>6</sub>-Technologien notwendig.

**SF<sub>6</sub>: hervorragende elektrische Eigenschaften, aber 23.000 Mal höheres Treibhauspotenzial als Kohlendioxid**

Schwefelhexafluorid wird seit Jahrzehnten aufgrund seiner hervorragenden elektrischen Eigenschaften als Isolier- und Löschgas in gasisolierten Schaltanlagen sowie Leistungsschaltern und Wandlern in geschlossenen Systemen eingesetzt und am Ende der Lebensdauer wieder zurückgewonnen. Verstärkt rückt aber das Treibhauspotenzial des fluorierten Gases in den Fokus: Gelangt das Gas, beispielsweise infolge von Störungen, in die Atmosphäre, verbleibt es dort für mehrere tausend Jahre. Der Anteil von SF<sub>6</sub> aus elektrischen Betriebsmitteln an den gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland ist sehr gering. Zwar ist der Treibhauseffekt von SF<sub>6</sub> 23.000 Mal höher als der von einer gleichen Menge Kohlendioxid, hat aber trotzdem nur einen Anteil von rund 0,03 Prozent am Effekt der Emissionen insgesamt. Die EU-Kommission strebt an, sämtliche F-Gas-Emissionen bis 2030 auf ein Drittel der von 2014 zu reduzieren. SF<sub>6</sub> fällt als fluoriertes Gas unter die EU-F-Gase-Verordnung.



**Push für Rollout intelligenter Messsysteme**

MsbG und EnWG-Novelle: VDE FNN engagiert sich für den beschleunigten und rechtssicheren Rollout intelligenter Messsysteme. Ein Stufenplan und zusätzliches Zertifizierungsverfahren sollen verankert werden.

Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) und weitere zentrale Akteure des Energiesektors haben sich für eine beschleunigte und rechtssichere Einführung intelligenter Messsysteme in einen intensiven Dialog mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) eingebracht und im verbändeübergreifenden Konsens notwendige Maßnahmen erarbeitet. Nach der Verunsicherung durch den Eilbeschluss des Oberverwaltungsgerichts (OVG) Münster vom 4. März 2021 zur Allgemeinverfügung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) und der nachfolgend ausgesetzten Einbaupflicht für intelligente Messsysteme für die Kläger, hat das BMWi nun die notwendigen Klarstellungen zur Digitalisierung der Energiewende auf den Weg gebracht. Im Fokus stehen Anpassungen am Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) im Rahmen der laufenden Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sowie Optimierungen von Verwaltungsverfahren.

**Stufenweiser Rollout und verbesserte Zertifizierungsverfahren für eine erfolgreiche Digitalisierung der Energiewende**

Die Gesetzesanpassungen umfassen Klarstellungen für den rechtssicheren, stufenweisen Rollout von intelligenten Messsystemen, Ergänzungen beim Bestandsschutz und die Verdeutlichung des umfassenden, systemischen Ansatzes bei der Digitalisierung der Energiewende. BMWi, VDE FNN und weitere Akteure haben dazu gemeinsam Ansätze entwickelt, damit diese noch

5 <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/umwelt-naturschutz/sf6>

in dieser Legislaturperiode verrechtlicht werden können.

Beim BSI, das die Zertifizierung von Smart-Meter-Gateways – der zentralen Kommunikationseinheit des intelligenten Messsystems – verantwortet, sollen Verwaltungsverfahren verbessert werden. Zusätzlich zur sicherheitstechnischen Zertifizierung ist geplant, auch ein formales Zertifizierungsverfahren nach den Technischen Richtlinien (TR) des BSI als weiteren Nachweis zu den gesetzlichen Mindestanforderungen an Smart-Meter-Gateways zu etablieren. So können die vom OVG Münster geforderten TR-Zertifizierungen noch 2021 durchgeführt und abgeschlossen werden. Künftig soll zudem das BSI die Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme für die jeweiligen Kundengruppen nach §30 MsbG ausführlicher begründen.

Heike Kerber, Geschäftsführerin von VDE FNN, unterstreicht: „Die vorgesehenen Maßnahmen bestätigen insgesamt unsere bisherige Arbeit, die darauf ausgerichtet ist, schrittweise eine interoperable und praxisgerechte Kommunikationsplattform mit intelligenten Messsystemen zu etablieren. Die Plattform ist das Rückgrat für die erfolgreiche Digitalisierung der Energiewende und angestrebte Klimaneutralität im Jahr 2050.“

VDE FNN engagiert sich für den beschleunigten und rechtssicheren Rollout intelligenter Messsysteme und hat unter Federführung des BMWi zusammen mit weiteren Akteuren im Energiesektor an Gesetzesanpassungen und verbesserten Verwaltungsverfahren gearbeitet.



*Dipl.-Ing.  
Dieter Quadflieg  
Forum Netztechnik/  
Netzbetrieb im VDE  
(FNN)*

## S1 Politik und Regulierung

### Anteil der erneuerbaren Energien weiter gestiegen

Im Jahr 2020 stieg der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Bruttostromverbrauch auf 45,4 Prozent (2019: 42,0 Prozent). Damit erzeugten die erneuerbaren Energieträger in Summe erstmals mehr Strom als alle fossilen Energieträger (Kohle, Gas und Öl) zusammen. Die Windenergie konnte darüber hinaus ihre Position als wichtigster Energieträger im deutschen Strommix ausbauen. Der Anstieg ist neben einer gestiegenen erneuerbaren Strommenge auch auf den deutlichen Rückgang des Stromverbrauchs (minus vier Prozent) durch die Auswirkungen der Corona-Pandemie zurückzuführen.

Die Stromerzeugung aus Sonne, Wind, Wasser und Biomasse lag mit 251 Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh) knapp vier Prozent über dem Niveau des Vorjahres (242,4 Mrd. kWh). Diese positive Entwicklung wurde in etwa zu gleichen Teilen von der Windenergie und der Photovoltaik getragen. Diese beiden Energieträger trugen mit 52 Prozent (Wind) und 20 Prozent (Photovoltaik) im Jahr 2020 auch die größten Anteile zur erneuerbaren Stromerzeugung bei. Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen profitierten dabei von überdurchschnittlich sonnigem Wetter und sehr guten Windverhältnissen in einzelnen Monaten am Anfang des Jahres.

Quelle: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Zahlen/Aktuelle-Informationen/aktuelle-informationen.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Aktuelle-Informationen/aktuelle-informationen.html)

### Corona-Jahr 2020: Rekordrückgänge bei CO<sub>2</sub>-Emissionen und Kohleverstromung

Infolge der Corona-Pandemie sind die Treibhausgasemissionen Deutschlands im Jahr 2020 erheblich zurückgegangen. Sie lagen um 42,3 Prozent unter den Emissionen des Referenzjahres 1990. Der Treibhausgasausstoß sank somit unter die Marke des Klimaschutzziels für 2020 von 40 Prozent. Die Haupttreiber waren die durch die Rezession bedingten Rückgänge bei Energieverbrauch, Industrieproduktion und Verkehr, relativ hohe CO<sub>2</sub>-Preise in Kombination mit niedrigen Gaspreisen, sowie ein milder Winter mit geringem Heizenergieverbrauch.

Der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch erreicht 2020 mit 46,2 Prozent einen Höchstwert. Im Vorjahr lag der Erneuerbaren-Anteil bei 42,4 Prozent, Corona-bereinigt läge er 2020 bei etwa 44,6 Prozent. Braun- und Steinkohle tragen zusammen nur noch 24 Prozent zur Stromerzeugung bei, weniger als die Windkraft (Offshore und Onshore). In den vergangenen fünf Jahren hat sich die Kohleverstromung damit halbiert. Steigende CO<sub>2</sub>-Preise und niedrige Gaspreise drängen dabei nicht nur Steinkohle-Kraftwerke, sondern zunehmend auch Braunkohle-Kraftwerke aus dem Markt.

Quelle: <https://www.agora-energiewende.de/presse/neuigkeiten-archiv/corona-jahr-2020-rekordrueckgaenge-bei-co2-emissionen-und-kohleverstromung/>

### Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021

Am 29.01.2021 haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) 2035 in der Version 2021 auf [netzentwicklungsplan.de](http://netzentwicklungsplan.de) veröffentlicht. Damit begann eine vierwöchige öffentliche Konsultation, an der alle bis zum 28.02.2021 online, per E-Mail oder schriftlich teilnehmen konnten. Die Stellungnahmen fließen in den zweiten Entwurf des NEP ein, der anschließend der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Prüfung übergeben wird.

Der dem jetzt veröffentlichte erste Entwurf zugrunde liegende Szenariorahmen, wurde am 26.06.2020 von der BNetzA genehmigt und veröffentlicht. Die darin fixierten Annahmen sind die verbindliche Grundlage der Markt- und Netzberechnungen der ÜNB für den Netzentwicklungsplan 2035.

Der NEP 2035 (2021) blickt ausführlich in drei Szenarien erstmalig auf das Jahr 2035 und im Ausblick auf das Jahr 2040. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch beträgt der Anteil der Erneuerbaren Energien zwischen 70 und 74 % im Jahr 2035 und 76 % im Jahr 2040. Diese Annahmen gehen von einer installierten Leistung Erneuerbarer Energien zwischen 233 und 261 GW im Jahr 2035 und 268 GW im Jahr 2040 aus.

Das geschätzte Investitionsvolumen für die vorgeschlagenen Maßnahmen an Land liegt zwischen 72 und 76,5 Mrd. Euro. In dieser Summe sind bereits die Investitionen für das sogenannte „Startnetz“ enthalten. Darunter fallen Maßnahmen, für die bereits ein Planfeststellungsverfahren eröffnet wurde oder in Kürze eröffnet wird, die bereits planfestgestellt oder im Bau sind. Die Investitionen fallen über die Jahre verteilt an.

Das Startnetz enthält 3.640 km AC-Leitungsmaßnahmen und 2.580 km DC-Leitungsmaßnahmen. Im Zubaunetz umfassen die Maßnahmen zwischen 7.200 und 7.325 km AC-Leitungen, überwiegend als Netzverstärkungen, und zwischen 4.435 und 4.965 km DC-Leitungen im Jahr 2035, davon ein Großteil Offshore-Netzanbindungen. In den Szenarien A und B 2035 sind über den Bundesbedarfsplan (BBP) 2021 hinaus rund 800 km AC- und DC-Maßnahmen erforderlich, im Szenario C 2035 sind es rund 1.450 km.

Der Ausbaubedarf im NEP ist unter der Annahme erstellt worden, dass bei flexiblen Verbrauchern wie Wärmepumpen und Elektroautos Lastspitzen eingesenkt werden. Dahinter verbirgt sich nichts anderes als die vorgesehene Spitzenglättung. Ohne das Instrument der Spitzenglättung wäre der Ausbaubedarf bei den Netzen noch größer.

Quelle: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021>

## BMWi veröffentlicht 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende

Am 03.02.2021 hat die Bundesregierung ihren 8. Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ veröffentlicht. Der Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ überprüft, inwieweit die gesteckten Ziele der Energiewende mit Blick auf eine wirtschaftliche, sichere und umweltverträgliche Energieversorgung erreicht und welche Maßnahmen dazu umgesetzt werden. Als Kernstück des Monitoring-Prozesses liefert der jährliche Monitoring-Bericht neue Fakten zur Energiewende. Der 8. Monitoring-Bericht dokumentiert den Stand der Energiewende für die Jahre 2018 und 2019 und bewertet den Fortschritt bei der Erreichung der 2020-Ziele.

Gleichzeitig erschien auch die Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess. Sie kritisiert beispielsweise, dass die Zielsetzungen nicht vollständig aktuelle und zu erwartende Beschlüsse abbildeten. Um das von der EU-Kommission vorgeschlagene verschärfte Klimaschutzziel für 2030 zu erreichen, sollte daher das Zieltabelleau für 2030 entsprechend „rasch vollständig und konsistent entwickelt werden“.

Beim Treibhausgas-Ausstoß vergibt die Kommission in ihrer eigenen Bewertung die Ampelfarbe „gelb“. Bei der nötigen Zunahme der Endenergieproduktivität sieht sie „rot“. Bei der Erhöhung des EE-Anteils am Bruttoendenergieverbrauch und am Bruttostromverbrauch erachtet das Gremium die Zielerreichung als wahrscheinlich („grün“). Auf „rot“ steht die Ampel im Bereich des EE-Anteils im Verkehr sowie bei der Reduktion des Primär- und des Endenergieverbrauchs.

Quelle: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.html>

## Gesetz zum Aufbau einer Wasserstoffnetzinfrastruktur

Das Bundeskabinett hat am 10.02.2021 den vom Bundesminister für Wirtschaft und Energie vorgelegten Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht beschlossen.

Mit dem Gesetz werden die Einstiegsregelungen zur regulatorischen Behandlung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (EnWG) verankert. Sie dienen als Rahmen für einen zügigen und rechtssicheren Einstieg in den schrittweisen Aufbau einer nationalen Wasserstoffnetzinfrastruktur.

Im Gesetzentwurf enthalten sind Regelungen zur Netzregulierung sowie Regelungen, die eine Umstellung auch bestehender Erdgasleitungen auf reinen Wasserstoff erleichtern sollen. Sie bilden einen wichtigen Grundstein für den weiteren Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland.

Das Gesetz wird auch die Verbraucherrechte stärken. Das Gesetz soll es ermöglichen, dass Verbraucherinnen und Verbrauchern künftig Angebote für einen dynamischen Stromtarif erhalten können. Dynamische Stromtarife werden mit steigender E-Mobilität eine wachsende Bedeutung erhalten. Für den Verbraucher könne es beispielsweise günstiger sein, das Elektroauto nachts zu laden statt kurz nach Feierabend.

Quelle: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/02/20210210-altmaier-novelle-energiewirtschaftsrechts-staerkt-transparenz-verbraucher-rechte-ermoeglicht-aufbau-wasserstoffnetzinfrastruktur.html>

## Einsatz von Kraftwerksreserven in Deutschland

Die Netzreserve ist 2020 für insgesamt 1.470,25 Stunden abgerufen worden, wobei besonders die Kraftwerke Irsching und Bexbach eingesetzt worden sind. Die Kosten für die ersten drei Quartale des vergangenen Jahres beliefen sich den Angaben zufolge auf 213,9 Millionen Euro. Die neu aufgebaute Kapazitätsreserve sei nicht genutzt worden. Die seit dem 1. Oktober 2020 bereitgehaltenen 1.056 MW Leistung kosteten pro Vertragsjahr 71,8 Millionen Euro.

Auch die Kohlekraftwerke in der Sicherheitsreserve seien bisher nicht angefordert worden, die Kosten hätten 2019 zwischen 250 und 300 Millionen Euro gelegen. Bei den in Aufbau befindlichen besonderen netztechnischen Betriebsmitteln (ehemals Netzstabilitätsanlagen) seien bisher kaum Kosten angefallen. Im Jahr 2019 lagen diese laut Bundesregierung unter zwei Millionen Euro, für 2020 gebe es noch keine Angaben. Da mit einer Inbetriebnahme erst ab Oktober 2022 gerechnet werde, seien die Anlagen bisher ebenfalls nicht eingesetzt worden.

Quelle: Antwort der Bundesregierung am 10.02.2021 auf eine Kleine Anfrage der Grünen am 21.01.2021  
<https://dserver.bundestag.de/btd/19/265/1926563.pdf>

## Ausbau der Ladeinfrastruktur nimmt weiter Fahrt auf

Der Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur nimmt weiter an Fahrt auf: 39.538 öffentliche Ladepunkte sind aktuell im Ladesäulenregister des BDEW gemeldet, jede siebte davon ist ein DC-Schnelllader. Damit sind innerhalb von drei Monaten rund 3.800 neue Ladepunkte hinzugekommen. Der Zuwachs um gute zehn Prozent trotz Corona-Lockdown macht deutlich: Der Ausbau der öffentlichen Ladepunkte geht ungebrems weiter.

Beim Ausbau der privaten Ladeinfrastruktur ist ebenfalls ein deutlicher Anstieg zu beobachten: Laut BMVI wurden seit Beginn des Förderprogramms für private Wallboxen Ende November 2020 bereits Förderanträge für über 300.000 Wallboxen gestellt. Der Fördertopf wurde von ursprünglich 200 Millionen auf jetzt 400 Millionen Euro aufgestockt. Bis zum Sommer werden daher mehrere Hunderttausend zusätzliche private Ladepunkte entstehen.

Quelle: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/elektromobilitaet-ausbau-der-ladeinfrastruktur-nimmt-weiter-fahrt-auf/>

## Deutschland erreicht Klimaziel für 2020

Deutschland kommt beim Klimaschutz voran. Die Treibhausgasemissionen konnten 2020 um 40,8 Prozent gegenüber 1990 reduziert werden und gegenüber 2019 um 8,7 Prozent. Grund dafür sind neben der Corona-Krise vor allem strukturelle Effekte. Bereits seit 2017 sinken die Treibhausgasemissionen deutlich und stetig.

Den größten Beitrag für die sinkenden Emissionen lieferte 2020 der Energiesektor. Er übertrifft die gesteckten Ziele deutlich mit einem Rückgang der Treibhausgasemissionen um 53 Prozent seit 1990. Vor allem strukturelle Veränderungen beim Umbau der Energieversorgung, wie der Rückgang der Kohleverstromung und der Ausbau der erneuerbaren Energien, waren wesentliche Faktoren für die gute Entwicklung. Die Stromerzeugung aus Steinkohle sank im vergangenen Jahr deutlich um 25 Prozent, diejenige aus Braunkohle um 19 Prozent. Damit halbierte sich die Stromerzeugung aus Kohle im Vergleich zu 2015 auf nur noch 135 Terrawattstunden (TWh). Gleichzeitig stieg der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auch 2020 weiter an und erreichte nach vorläufigen Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen rund 45 Prozent.

Auch der Industriesektor hat sein CO<sub>2</sub>-Minderungsziel für 2020 erreicht. Das liegt nicht nur an konjunkturellen Effekten durch die Corona-Situation, sondern hat auch mit strukturellen Faktoren wie dem Emissionshandel und Effizienzsteigerungen zu tun.

Der Gebäudesektor hat dagegen die gesteckten Ziele für 2020 mit zwei Millionen Tonnen knapp verfehlt. Dennoch konnten in diesem Bereich die Emissionen seit 1990 um rund 42 Prozent erheblich gesenkt werden.

Quelle: BMWi Newsletter „Energiewende direkt“, Ausgabe 03/2021, 23.03.2021

[https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2021/03/newsletter\\_2021-03.html](https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2021/03/newsletter_2021-03.html)

## „Klimaschutzgesetz 2021“ strebt Klimaneutralität bis 2045 (bisher 2050) an

Mit einer Änderung des Klimaschutzgesetzes will die Bundesregierung die Klimaschutzvorgaben verschärfen und das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 verankern. Hintergrund ist ein Urteil des Bundesverfassungsgerichts von Ende April 2021. Es kommt zu dem Ergebnis, dass das Klimaschutzgesetz 2019 in Teilen nicht mit den Grundrechten vereinbar sei. Es fehlten ausreichende Vorgaben für die Minderung der Emissionen ab dem Jahr 2031.

Der Beschluss des Gerichts verpflichtet den Staat daher, aktiv vorzubeugen, so dass in Zukunft die Klimaschutzanstrengungen bis 2045 so fairer zwischen den jetzigen und künftigen Generationen verteilt werden.

Das vom Bundeskabinett am 12. Mai 2021 verabschiedete „Klimaschutzgesetz 2021“ sieht folgende, neue Klimaschutzvorgaben vor:

- das Zwischenziel für 2030 wird von derzeit 55 auf 65 Prozent Treibhausgasminderung gegenüber 1990 erhöht
- für 2040 gilt ein neues Zwischenziel von 88 Prozent Minderung
- bis 2045 soll Deutschland Treibhausgasneutralität erreichen (bisher 2050)

Quelle: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>

## Klima-Sofortprogramm beschlossen

Am 23. Juni 2021 hat die Bundesregierung das sogenannte Sofortprogramm für den Klimaschutz mit einem Volumen von gut acht Milliarden Euro beschlossen. Das Programm ist Teil des Bundeshaushalts 2022. Der Klima-Finanzplan soll helfen, den Umstieg auf klimafreundliche Technologien zu fördern und die neuen Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen.

Das Maßnahmenpaket umfasst rund drei Dutzend Förderprogramme für Investitionen etwa im Gebäude-, Energie- und Verkehrsbereich, die größtenteils auf die Jahre 2022 und 2023 entfallen. Mit 4,5 Milliarden Euro in den kommenden zwei Jahren soll die größte Summe in die Förderung energieeffizienter Gebäude fließen. Auch der klimagerechte soziale Wohnungsbau wird in den kommenden Jahren mit einer Gesamtsumme von einer Milliarde Euro bedacht, im Jahr 2022 sollen dafür bereits 150 Millionen Euro zur Verfügung stehen. Im Plan festgeschrieben ist auch das Vorhaben, die energetischen Mindeststandards für neue Gebäude anzuheben.

Einen weiteren größeren Betrag von 650,2 Millionen Euro will die Bundesregierung zusätzlich für Klimaschutzverträge mit der Industrie bereitstellen. Diese Verträge sind staatliche Förderprogramme, die die Mehrkosten für klimafreundliche Produktion ausgleichen sollen, etwa für den Einsatz von grünem Wasserstoff. Die Stahlindustrie soll zur Umstellung ihrer Hochöfen auf wasserstoffbasierte Produktionsverfahren 100 Millionen Euro erhalten. Insgesamt beläuft sich die Förderung für die Industrie auf 860 Millionen Euro. Auch für den Verkehr gibt es mehr als eine Milliarde zusätzlich. So sind etwa für den Ausbau der Radinfrastruktur mehr als 300 Millionen Euro veranschlagt.

Der beschlossene Finanzplan ist eine Vorlage für die kommende Legislaturperiode. Dann erst kann sich der Bundestag wieder im Rahmen der Haushaltsberatungen damit befassen und das Programm verabschieden.

Quelle: <https://www.tagesschau.de/inland/klimaschutz-sofortprogramm-kabinett-101.html>

## S2 Industrie und Forschung

### Längste Seekabel-Stromverbindung der Welt in Betrieb

Das Projekt Nordlink ist vollbracht: Am 27. Mai 2021 ist die 623 Kilometer lange Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstrecke durch die Nordsee vollumfänglich in Betrieb. 516 Kilometer davon sind Seekabel.

NordLink hat eine Kapazität von 1.400 Megawatt (MW) bei einer Übertragungsspannung von  $\pm 525$  kV. Die Konverterstationen stehen in Wilster (Schleswig-Holstein) und Tonstad (Norwegen). An diesen Standorten wird der Strom von Gleich- in Wechselstrom (bzw. umgekehrt, je nach Übertragungsrichtung) umgewandelt und in das deutsche bzw. norwegische Übertragungsnetz eingespeist.

Die Bauarbeiten begannen im Jahr 2016 und der Probebetrieb am 9. Dezember 2020. Durch die Verbindung des norwegischen und deutschen Energiemarktes soll für Versorgungssicherheit gesorgt und stabile Energiepreise erreicht und gleichzeitig der Anteil der erneuerbaren Energien im Energiemix erhöht werden.

Quelle: <https://www.tennet.eu/de/unsere-netz/internationale-verbindungen/nordlink/>

## S3 International

### IEA: Netto-Null bis 2050

Am 18. Mai 2021 hat die Internationale Energie Agentur (International Energy Agency, IEA) in Paris ihren Bericht „Net Zero by 2050: a Roadmap for the Global Energy Sector“ veröffentlicht, indem zum ersten Mal detailliert ein Transformationspfad für den Energiesektor zur Erreichung weltweiter Treibhausgasneutralität bis 2050 modelliert wird. Aufbauend auf der Szenarioanalyse des World Energy Outlook und den Energy Technology Perspectives der IEA aus dem Jahr 2020 legt der Sonderbericht einen globalen Fahrplan für den Energiesektor vor. Der Bericht bewertet Kosten und Nutzen der notwendigen Transformation und liefert für alle Sektoren insgesamt über 400 konkrete Meilensteine auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität 2050.

Unter anderem sieht der Transformationspfad bis 2030 bei Photovoltaik einen weltweiten jährlichen Zubau von 630 Gigawatt und bei Windenergie von 390 Gigawatt vor. Zusammen ist dies das Vierfache des Rekordniveaus von 2020. Bei der

### Weitere Reallabore der Energiewende gestartet

Mit den Reallaboren der Energiewende fördert das BMWi besonders weit ausgereifte Forschungsideen für die Energieversorgung der Zukunft. Acht solcher Reallabore sind inzwischen gestartet. Sie beschäftigen sich mit energieoptimierten Quartieren, Wasserstofftechnologien und dem Verknüpfen der Verbrauchssektoren Strom, Wärme und Verkehr. Im Mai 2021 sind zwei neue Reallabore hinzugekommen.

Im Reallabor „DELTA“ will ein Forschungsteam CO<sub>2</sub>-Emissionen durch einen reduzierten Verbrauch, eine flexibilisierte Stromerzeugung und eine effizientere Nutzung von Industrie-Abwärme senken. Dazu werden ein Wohnquartier, ein Industriestandort sowie städtische Versorgungseinrichtungen und Betriebshöfe durch Leitungen und Speicher für Strom, Gas, Wärme und Wasserstoff verknüpft und die Energieflüsse mit digitaler Steuerung optimiert.

Im Reallabor der Energiewende „Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen – Installation, Betrieb, Monitoring und Systemeinbindung (GWP)“ binden Fachleute Wärmequellen an unterschiedlich strukturierten Standorten mittels Großwärmepumpen in Fernwärmenetze ein. Das Projekt soll dazu beitragen, Treibhausgasemissionen in der Wärmeversorgung zu reduzieren. Zudem testen die Fachleute die praktische Umsetzbarkeit der Großwärmepumpen vor Ort. Derzeit können Großwärmepumpen in Deutschland noch nicht ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden, und es fehlen ausreichende Erfahrungswerte für die bestmögliche Einbindung in das Energiesystem.

Quelle: BMWi Newsletter „Energiewende direkt“, Ausgabe 07/2021, 15.06.2021

[https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2021/07/newsletter\\_2021-07.html](https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2021/07/newsletter_2021-07.html)

Photovoltaik entspricht dies in etwa der Installation des derzeit größten Solarparks der Welt pro Tag. Ein weiterer wesentlicher Bestandteil des Transformationspfads ist eine deutliche weltweite Steigerung der Energieeffizienz. Die globale Rate der Energieeffizienzverbesserungen bis 2030 soll danach im Durchschnitt 4 % pro Jahr betragen – etwa das Dreifache des Durchschnitts der letzten zwei Jahrzehnte.

Quelle: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>



Dr.-Ing. Thomas Benz  
Geschäftsführer ETG

## G1 Wie gelangt die elektrische Energie zum Verbraucher? Fließt die Energie wirklich durch die Anschlussdrähte? (Teil I)

### Zusammenfassung

Der Aufsatz erläutert anschaulich, wie der Transport der elektrischen Energie vom Erzeuger zum Verbraucher im Detail erfolgt. Die Rechnung mit Hilfe grundlegender Beziehungen aus den Grundlagen der Elektrotechnik und dem Poynting-Vektor ermöglicht es, den physikalisch realen Transport der Energie räumlich quantitativ nachzuvollziehen und zu verstehen. An vereinfachten Beispielen wird gezeigt, wie die Energie über zwei Sammelschienen zu den Verbrauchern und insbesondere in die Verbraucher hinein gelangt. Bei den Verbrauchern handelt es sich exemplarisch um einen Widerstand, einen Kondensator, eine Spule und schließlich einen bewegten Leiter im magnetischen Feld als einfachste Form eines Gleichstrommotors. Es wird dargestellt, dass die Energie keinesfalls in den Zuleitungen transportiert wird, sondern durch den umgebenden Raum.

### Einleitung

In der Praxis wird die elektrische Leistung, also der Quotient Energie durch Zeit, fast immer mit Hilfe der Spannung  $U$  und des Stromes  $I$  berechnet, weil dies besonders einfach ist und zu richtigen Ergebnissen führt. Jedoch kann dies die Vorstellung hervorrufen, dass die elektrische Energie ähnlich wie Wasser bei einer Wasserleitung oder wie Gas bei einer Gasleitung innerhalb der elektrischen Leiter übertragen wird. Diese Vorstellung ist aber physikalisch eindeutig falsch; die Energie wird vielmehr im elektromagnetischen Feld außerhalb der Leiter übertragen. Zur Berechnung der Leistung im Feld dient der Poynting-Vektor  $\vec{S}$ . Mehr oder weniger umfangreich beschreiben das diverse Physikbücher und Bücher über theoretische Elektrotechnik, beispielsweise [1], und einige Lehrbücher zu den Grundlagen der Elektrotechnik, beispielsweise [2] bis [4]. Die Abhandlungen in den Büchern sind häufig mathematisch aufwändig und dadurch schwer zugänglich. Eine qualitative grafische Darstellung einer Energieübertragung aus Batterie, Übertragungsleitung und Verbraucher mit Verwendung des Poynting-Vektors ist in [5] gegeben.

Sehr selten dagegen findet man anschauliche, quantitative Darstellungen darüber, wie die Energie aus dem elektromagnetischen Feld in Widerstände, Kondensatoren, Spulen und Motoren gelangt. Dies soll daher hier exemplarisch und zusammenfassend an idealisierten Anordnungen gezeigt werden. Die Idealisierung ist dabei notwendig, um die Zusammenhänge hinreichend einfach darzustellen; sie führt aber nicht zu einer Einschränkung der allgemeinen Gültigkeit.

In Teil I dieses Aufsatzes wird der Transport der Energie zunächst am Beispiel zweier Sammelschienen behandelt, um das grundsätzliche Vorgehen vorzubereiten. Danach folgt eine entsprechende Betrachtung an einem Widerstand. Teil II be-

handelt einen Kondensator, eine Spule und schließlich einen bewegten Leiter im magnetischen Feld. Betrachtet wird dabei die strömende Energie im Raum zwischen zwei parallelen Sammelschienen oder in ein Gerät hinein, also von außen in den Widerstand, in den Kondensator, in die Spule oder in den bewegten Leiter. Die Abschnitte zu den Sammelschienen und zum Widerstand stützen sich vor allem auf [4] und [6].

Obwohl der Poynting-Vektor primär den Transport von Energie beschreibt, ist im Text auch häufig von Leistung die Rede. Dafür gibt es zwei Gründe: Zum einen stellt der Poynting-Vektor die Leistungsdichte dar, also diejenige Energie, die pro Zeit durch eine Fläche transportiert wird. Zum anderen vergleichen wir die mit Hilfe des Poynting-Vektors erhaltenen Resultate mit der herkömmlich als Produkt aus Spannung und Strom berechneten Leistung.

### Leistung am Beispiel von Sammelschienen

Bild 1 zeigt zwei parallele Sammelschienen mit rechteckigem Querschnitt. Es sei angenommen, dass die Sammelschienen keinen elektrischen Widerstand haben und sehr lang sind. Ihre Breite  $b$  ist groß gegenüber ihrem Abstand  $a$ . In dieser idealisierten Anordnung bestehen im Raum zwischen den Sammelschienen fern von deren Enden und Rändern nahezu homogene magnetische und elektrische Felder mit den Feldstärken  $\vec{H}$  und  $\vec{E}$ . Die Werte der Feldstärken außerhalb dieses Raumes sind klein und werden hier vernachlässigt.

Der Betrag  $H$  der magnetischen Feldstärke errechnet sich aus der Stromstärke  $I$  in den Sammelschienen und der Breite  $b$  der Sammelschienen beispielsweise gemäß [1] bis [4] aus dem Durchflutungsgesetz zu

$$H = \frac{I}{b}.$$

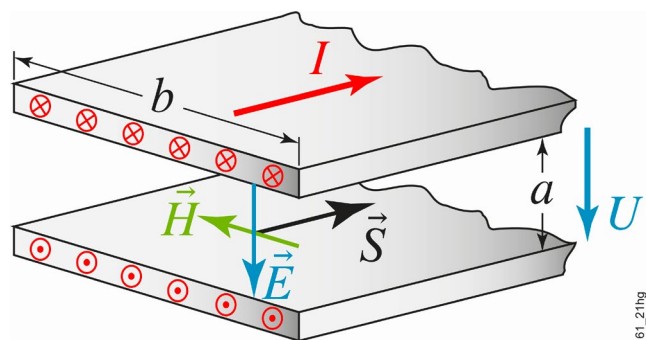


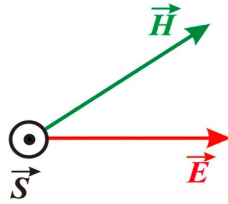
Bild 1: Zwei Sammelschienen mit dem Vektor der elektrischen Feldstärke  $\vec{E}$ , dem Vektor der magnetischen Feldstärke  $\vec{H}$  und dem Poynting-Vektor  $\vec{S}$  im Raum zwischen den Sammelschienen (61/21hg)

(John Henry Poynting, 1852 -1914):

Poynting-Vektor:  $\vec{S} = \vec{E} \times \vec{H}$   
 = elektromagnetische Leistungsdichte

SI-Einheiten:  
 $[S] = [E] [H] = \text{V/m} \cdot \text{A/m} = \text{W/m}^2$

$S$  beschreibt die Leistung  $P$ , die je Fläche übertragen wird.



75/19a

Bild 2: Berechnung des Poynting-Vektors (75/19a)

Die Richtung des in Bild 1 eingezeichneten Vektors der magnetischen Feldstärke  $\vec{H}$  hängt von der Richtung des Stromes  $I$  ab: Die magnetische Feldstärke und die Richtung des Stromes sind rechtssinnig einander zugeordnet.

Der Betrag  $E$  der elektrischen Feldstärke errechnet sich aus der Spannung  $U$  zwischen den Sammelschienen und dem Abstand  $a$  der Sammelschienen gemäß der Definition der Spannung zu

$$E = \frac{U}{a}$$

Die Richtung des in Bild 1 eingezeichneten Vektors der elektrischen Feldstärke  $\vec{E}$  entspricht der Richtung des Zählpfeils der Spannung  $U$ .

John Henry Poynting (1852 – 1914) hat nun erstmalig exakt gezeigt, dass die vektorielle Multiplikation der Vektoren  $\vec{E}$  und  $\vec{H}$ , also  $\vec{E} \times \vec{H}$  in Bild 2, einen Vektor  $\vec{S}$  ergibt, der eine besondere Aussage ermöglicht. Der Vektor  $\vec{S}$  stellt nämlich den Vektor der Leistungsdichte dar und wird Poynting-Vektor genannt (siehe DIN 1324-1). Das Integral des Vektors  $\vec{S}$  über eine Fläche ist gleich der elektromagnetischen Leistung, mit der Energie durch diese Fläche transportiert wird.

Wählt man für  $E$  die Einheit V/m und für  $H$  die Einheit A/m, so erhält  $S$  die Einheit W/m<sup>2</sup>. Die Richtung des Poynting-Vektors ergibt sich, wenn man die Richtung der elektrischen Feldstärke  $\vec{E}$  auf dem kürzesten Wege in die Richtung der magnetischen Feldstärke  $\vec{H}$  dreht und mit dieser Drehung gedanklich das Fortschreiten einer Rechtsschraube verbindet. Um den Betrag  $S$  des Poynting-Vektors zu erhalten, muss man beim vektoriellen Multiplizieren der Vektoren  $\vec{E}$  und  $\vec{H}$  gemäß  $\vec{S} = \vec{E} \times \vec{H}$  auch den Sinus des Winkels zwischen  $\vec{E}$  und  $\vec{H}$  berücksichtigen. In den Beispielen dieses Aufsatzes ist dieser Winkel aber stets gleich 90°, sein Sinus also gleich 1. Es genügt hier also, das Produkt der Beträge der Vektoren zu bilden, um den Betrag des Poynting-Vektors zu erhalten.

In Bild 1 weist der Poynting-Vektor im gesamten Raum zwischen den Sammelschienen von der Quelle zum Verbraucher, also in der Tat gerade in die Richtung, in die bei der gewählten Richtung der Zählpfeile von Strom  $I$  und Spannung  $U$  die Energie fließt. Innerhalb der Sammelschienen wird hier nach aber keine Energie transportiert, weil dort die elektrische Feldstärke und damit auch die elektromagnetische Leistungsdichte  $S$  gleich Null sind. Hört man dies zum ersten Male, so erscheint das äußerst erstaunlich und vielleicht sogar befremdlich. Der Sachverhalt hat sich aber im Laufe von nun

mehr als 100 Jahren als ausnahmslos richtig erwiesen. Für tiefer gehende Erörterungen ist diese Betrachtungsweise sogar zwingend notwendig.

Bildet man nun konkret für den in Bild 1 vorliegenden Fall das vektorielle Produkt  $\vec{E} \times \vec{H}$  und berücksichtigt wie erwähnt, dass die Vektoren  $\vec{E}$  und  $\vec{H}$  senkrecht auf einander stehen, reduziert sich  $\vec{E} \times \vec{H}$  auf  $E \cdot H$  und man erhält für  $S$ :

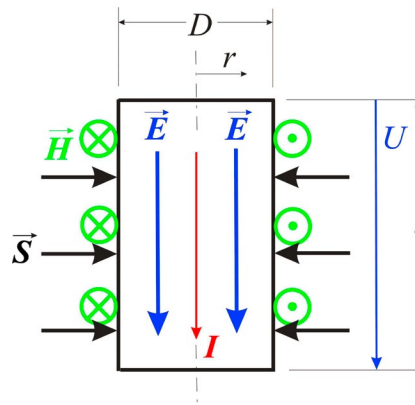
$$S = \frac{U}{a} \cdot \frac{I}{b} = \frac{P}{a \cdot b}$$

Das ist aber gerade der Quotient aus der im Beispiel übertragenen Leistung  $P$  und der Querschnittsfläche zwischen den Sammelschienen. Man kann also tatsächlich die Leistung  $P$  wie üblich aus dem Produkt  $UI$  oder auch aus den Feldstärken  $E$  und  $H$  berechnen. Das Ergebnis ist in beiden Fällen selbstverständlich gleich, aber nur die Berechnung aus  $E$  und  $H$  gibt den tieferen physikalischen Zusammenhang für jeden Punkt im Raum korrekt wieder. Mit Hilfe von  $S$  lässt sich also – im Gegensatz zu  $U$  und  $I$  – wirklich lokal bestimmen, auf welche Weise genau die Energie transportiert wird.

### Leistung in einem Widerstand

Bild 3 zeigt einen kreis-zylindrischen Leiter mit dem Durchmesser  $D$  und der Länge  $l$ . Der Leiter bestehe aus einem Werkstoff mit überall gleichem spezifischen Widerstand. Nur die Stirnflächen seien widerstandslose Platten. Sie sind mit den Zuleitungen verbunden. Am Leiter liege die Spannung  $U$ , und durch den Leiter fließe der Strom  $I$ . Man beobachtet dabei, dass sich der so konstruierte Widerstand erwärmt. Irgendwie muss also elektrische Energie in den Leiter transportiert und dort in Wärmeenergie umgewandelt werden. Gemäß unseren Vorbetrachtungen kann dies allein durch das Zusammenwirken eines elektrischen Feldes und eines magnetischen Feldes geschehen.

Wie gelangt nun aber die Energie aus dem elektromagnetischen Feld in den Leiter? Über die Stirnflächen kann keine Energie fließen, weil dort die elektrische Feldstärke wegen des fehlenden Widerstandes gleich Null ist. Es bleibt nur noch die Mantelfläche des Zylinders.



61/25w

Bild 3: Zylindrischer Leiter mit der elektromagnetischen Leistungsdichte  $S$  auf seiner Mantelfläche (61/25w)

An der Mantelfläche des Zylinders gilt unter Vernachlässigung von Randeffekten\*) für die Beträge der Vektoren  $\vec{E}$  und  $\vec{H}$ :

$$E = \frac{U}{l}; \quad H = \frac{I}{\pi D}.$$

Daraus folgt:

$$S = E H = \frac{U I}{l \pi D}.$$

Der Poynting-Vektor  $\vec{S} = \vec{E} \times \vec{H}$  ist überall senkrecht in die Mantelfläche hinein gerichtet. Aus dem Betrag  $S$  des Poynting-Vektors erhält man die gesamte Leistung  $P$ , die dem Zylinder zugeführt wird, indem man  $S$  mit der Fläche des Zylindermantels multipliziert, also:

$$P = S l \pi D = U I$$

Dieses Ergebnis ist natürlich mit dem üblicherweise berechneten Wert identisch, wie es sein muss.

Fragt man nun aber nach der Leistung, die das zylindrische Volumen  $l r^2 \pi$  mit dem beliebigen Radius  $r \leq (D/2)$  aufnimmt, so ist der Betrag des Poynting-Vektors  $S(r)$  an der Stelle  $r$  zu ermitteln. Man erhält zunächst für die elektrische Feldstärke wieder

$$E = \frac{U}{l}.$$

Die magnetische Feldstärke  $H$  ist vom Radius  $r$  abhängig. Bei konstanter Stromdichte im gesamten Querschnitt des Leiters erhält man für  $H(r)$  mit Hilfe des Durchflutungssatzes gemäß [3] oder [4]

$$H(r) = \frac{2I}{\pi D^2} r.$$

Daraus folgt für den Poynting-Vektor:

$$S(r) = E H(r) = \frac{U}{l} \frac{2I}{\pi D^2} r.$$

Für  $r = 0$  wird der Poynting-Vektor zu Null, denn auf dem Weg vom Zylindermantel mit dem Durchmesser  $D$  bis zur Achse des Zylinders ist die elektromagnetische Energie bereits vollständig in Wärmeenergie umgewandelt worden. Diesen physikalischen Vorgang kann man im Übrigen nur dann erkennen, wenn man den Poynting-Vektor verwendet.

\* Vernachlässigung von Randeffekten: Natürlich sind tatsächlich auch außerhalb des Widerstandes (und analog auch des Kondensators, der Spule und des bewegten Leiters) ein elektrisches und ein magnetisches Feld vorhanden, weil sonst dort kein Poynting-Vektor existieren könnte und man sich mit Recht fragen müsste, wie die Energie aus dem umgebenden Raum zum Leiter oder zur Mantelfläche gelangt. Auf diese detaillierte Diskussion verzichten wir in diesem Aufsatz bewusst.

Teil II des Aufsatzes folgt im ETG journal 01/2022

### Schriftum

- [1] Simonyi, K.: Theoretische Elektrotechnik. Berlin: VEB Deutscher Verlag der Wissenschaften 1956
- [2] Oberdorfer, Günther: Lehrbuch der Elektrotechnik. Band I: Die wissenschaftlichen Grundlagen der Elektrotechnik. München: R. Oldenburg Verlag: 1961
- [3] Weiss, Alexander von: Die elektromagnetischen Felder. Braunschweig, Wiesbaden: Vieweg 1983
- [4] Nerretter, Wolfgang: Grundlagen der Elektrotechnik. München, Wien: Carl Hanser Verlag 2006
- [5] [https://en.wikipedia.org/wiki/Poynting\\_Vector](https://en.wikipedia.org/wiki/Poynting_Vector) (nachgesehen am 18.02.2021)
- [6] Christoph, Claus: Grundlagen der Elektrotechnik II. Unveröffentlichtes Skript. Fachhochschule Hannover, etwa 1986.



Prof. Dr.-Ing. Fred Wiznerowicz  
Hochschule Hannover



Prof. Dr.-Ing. habil. Hartmut Grabinski  
Leibniz Universität Hannover



Prof. Dr.-Ing. Erhart Kunze  
Hochschule Hannover

## 25 Jahre Elektrische Wiedervereinigung Deutschlands

# H1 Netztechnische Maßnahmen zur Wiedervereinigung des Verbundnetzes in Deutschland

### Einführung

Am 13. 09. 1995 kam es nach einer über 40-jährigen Trennung des Verbundnetzes und bereits am 14.03.1995 nach einer 50-jährigen Trennung des Bahnnetzes zur Elektrischen Wiedervereinigung Deutschlands.

Dies veranlasste den VDE Ausschuss „Geschichte der Elektrotechnik“ zu einer digitalen Vortragsveranstaltung am 17.12.2020 mit 140 Anmeldungen aus D, A und CZ. Authentische Zeitzeugen der Betreiber von Verbund-, Verteilungs- und Bahn-Netzen berichteten über Beginn, Trennung und schließlich die elektrische Wiedervereinigung, ergänzt durch einen Beitrag mit Blick auf die Kommunikationsnetze. Nach einem Überblick über die Entstehung des Verbundnetzes in Deutschland, der Trennung des Netzes und die Entwicklung in West- und Osteuropa wurden die Aktivitäten zur Wiedervereinigung in Erinnerung gebracht. Außerdem wurde der Vorgang der Netzparallelschaltung sowie die Entwicklung des Netzes eines Verteilnetzbetreibers und des Kommunikationsnetzes nach der Wende behandelt.

Moderiert wurde die Veranstaltung von Dr. Frank Dittmann als Vorsitzender des VDE Ausschusses „Geschichte der Elektrotechnik“, der auch die Laudatio zur Ehrung mit der Karl-Joachim-Euler-Medaille an den Experten der Computergeschichte, Dr. Hartmut Petzold, verlas.

Ein Dank gilt den Referenten und Organisatoren der Veranstaltung – allen voran Walter Schossig, VDE Thüringen.

Das durchweg positive Echo veranlasst den VDE Ausschuss „Geschichte der Elektrotechnik“ mit der Veröffentlichung im *ETG journal*. Der erste Beitrag war bereits Bestandteil einer Veröffentlichung im *ETG journal Juli 2015*<sup>1</sup> bzw. kann der entsprechenden *TEAG-Broschüre*<sup>2</sup>, sowie den *Vortragsfolien*<sup>3</sup> (veröffentlicht auf der Webseite des Ausschusses) entnommen werden.

Es wird deshalb die Vorstellung der weiteren Beiträge mit dem Aufsatz „Netztechnische Maßnahmen zur Wiedervereinigung des Verbundnetzes in Deutschland“ von Frank Berger und Harald Radtke, 50Hertz Transmission GmbH und Dr. Michael Schanz, VDE e.V., in dieser Ausgabe begonnen.

### Ohne Trennung keine Wiedervereinigung – ein kurzer Netzzrückblick

Um die historische Dimension der vor einem Vierteljahrhundert stattgefundenen Wiedervereinigung im öffentlichen Stromver-

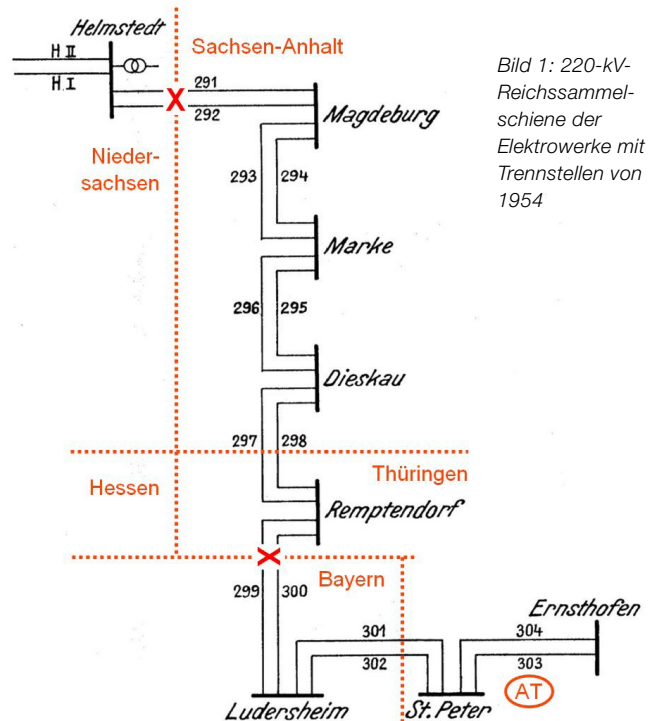


Bild 1: 220-kV-Reichssammelschiene der Elektrowerke mit Trennstellen von 1954

© Netzkarte Elektrowerke, 24.08.1939 (eigene Ergänzungen)

sorgungsnetz Deutschlands erfassen und nachvollziehen zu können, ist zunächst ein Blick auf die diesem Prozess vorausgegangene Trennung der Netze und die sich anschließenden unterschiedlichen Entwicklungen notwendig.

So bildete die in den 1930er Jahren im Osten Deutschlands schrittweise entstandene 220-kV-Reichssammelschiene einen Grundstein für das spätere ostdeutsche Übertragungsnetz. 1954 verlor dieser Leitungszug mit der elektrischen Trennung zwischen Ost und West gänzlich seine Verbundfähigkeit (Bild 1). Zuvor wurde bereits 1952 das Stromnetz Westberlins von ostdeutscher Seite aus getrennt.

1960 startete der DDR-Verbundbetrieb zu den östlichen Nachbarn mit Inbetriebnahme der 220-kV-Kuppelleitungen Zwönitz – Vyskow (Tschechien) und Berzdorf – Mikulowa (Polen). Mit Weitsicht wurden in den 1960er Jahren neue Leitungen bereits teilweise für den 380-kV-Betrieb ausgelegt und zunächst mit 220 kV betrieben, um so auf höhere Transportaufgaben, resultierend aus dem Lastanstieg und der Einbindung größerer Kraftwerksblöcke (210 MW und 500 MW), vorbereitet zu sein.

In den 1970er Jahren erfolgte ein verstärkter 380-kV-Netzausbau. Damit konnte ein weiträumiger Leistungstransport von den Kraftwerken (KW) in den Braunkohlerevieren zu den entfernten Industriegebieten realisiert werden.

In den 1980er Jahren wurde die zunehmende Mangelverwaltung in der ostdeutschen Stromwirtschaft deutlich sichtbar: Stagnation des KW-Ausbaus, insbesondere durch

1 <https://www.vde.com/www8/servlet/resource/blob/923306/916cd6be460d4a1a4ce1755eef7f3b94/etg-mi-2015-2-download-data.pdf>

2 <https://www.vde.com/resource/blob/2013032/bbdceae5a7662f8f7780f5e17620216/vortrag-schossig-walter-data.pdf>

3 <https://www.vde.com/resource/blob/2020862/5bc015b9f853993958143fc4e4bf8bb5/foiliensatz-schossig-walter-data.pdf>

zeitlichen Verzug beim Ausbau des Kernkraftwerks (KKW) in Lubmin und beim KKW-Neubau in Stendal sowie stark rückläufige Neubau-km beim Freileitungszubau.

Und am 3. Oktober 1989, genau ein Jahr vor der politischen Wiedervereinigung Deutschlands, wurde mit einem 220-kV-Richtbetrieb die neu errichtete 380-kV-Leitung Helmstedt (BRD) – Wolmirstedt (DDR) in Betrieb genommen (siehe nächster Abschnitt).

„Elektrische Annäherung“ in der 2. Hälfte der 1980er Jahre

Vorstehend beschriebene Erzeugungseingpässe im Osten einerseits, der dem Westberliner Inselbetrieb u. a. innewohnende Bedarf nach schnell aktivierbarer Regelleistung und freie Erzeugungskapazitäten im Westen andererseits führten zu der Überlegung, ob daraus eine win-win-Situation entwickelt werden kann. Mit dem innerdeutschen Staatsbesuch Erich Honeckers bei Helmut Kohl im September 1987 wurde der Weg für Verhandlungen zwischen der PreussenElektra AG (PE), der Berliner Kraft- und Licht (Bewag)-AG und dem Kombinat Verbundnetze Energie (KVE) geebnet. Für das KVE fungierte die DDR-Außenhandelsgesellschaft Intrac als Vertragspartner.

So wurde im März und April 1988 folgendes Vertragspaket (Bild 2) abgeschlossen:

- (1) Bau, Betrieb und Instandhaltung einer 380-kV-Doppelleitung von Helmstedt (BRD) über Wolmirstedt (DDR) nach Teufelsbruch (Westberlin),
- (2) Bau, Betrieb und Instandhaltung einer Hochspannungsgleichstrom-Kupplung (HGK) in Wolmirstedt zur Kopplung mit dem asynchronen 220-kV-Netz der DDR inkl.
- (3) Stromlieferungen an die DDR.

Welche Ziele bzw. Vorteile hatten die Vertragspartner dabei im Blick?

- PE: Absatz von Überkapazitäten im Erzeugungsbereich,
- DDR: Sicherung zusätzlicher Stromlieferungen zur Abmilderung der chronischen Energieknappheit und Einnahme von Devisen für den Stromtransit BRD – Westberlin und

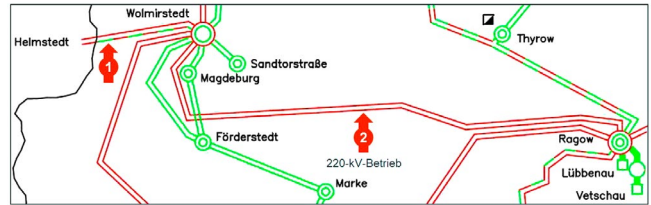


Bild 3: 380-kV-Leitung Helmstedt – Wolmirstedt und bilaterale 220-kV-Richtbetriebe

© KVE/VEAG (eigene Ergänzungen)

- Bewag: Beendigung der seit 1952 bestehenden „Strominsel Westberlin“ (verbunden mit hohen Kosten und Vermeidung des notwendigen Retrofits alter bzw. des Baus neuer KW).

Doch die Umsetzung des EEÜ-Vertragspaketes mit dem Zieltermin 1991/92 sollte sich – glücklicherweise – anders gestalten; die Ereignisse des 9. November 1989 und des 3. Oktober 1990 zeigten nachhaltige Wirkungen (Bild 3):

Am 3.10.1989 erfolgte die Inbetriebnahme der 380-kV-Leitung Helmstedt – Wolmirstedt, die den 220-kV-Richtbetrieb West – Ost nach Wolmirstedt ermöglichte (1). Ab 2.11.1990 folgte bis 1995 der einsystemige 220-kV-Richtbetrieb Ost – West über rd. 260 km mit bis zu 500 MW aus dem KW Lützenhain II über Ragow und Wolmirstedt nach Helmstedt (2+1).

Mit der absehbaren politischen Wiedervereinigung Deutschlands wurden letzte Zweifel an einer „elektrischen“ Wiedervereinigung ausgeräumt und damit die HGK Wolmirstedt obsolet.

Westberlin musste auf seinen leistungsstarken Anschluss Wolmirstedt – Teufelsbruch aber noch etwas warten, weil genehmigungsrechtliche Auflagen zur Verkabelung im Leitungszug von Teufelsbruch nach Reuter zur Verzögerung und deutlichen Kostensteigerung gegenüber der ursprünglichen Freileitungsplanung führten (Bild 4).

Am 7.12.1994 wurde schließlich die 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Teufelsbruch in Betrieb genommen und damit offiziell der seit dem 5.3.1952 bestehende „elektrische Inselnetzbetrieb“ von (West-)Berlin beendet (Bild 5). Daraufhin konnte die seit dem 1.12.1992 bestehende 300-MW-Notverbindung (110 kV) zwischen dem ehem. Ost- und Westteil von Berlin – durch diese war der ehem. Westteil Berlins seit diesem Tag frequenzsynchron mit dem VEAG- und CENTREL-Netz verbunden – abgelöst werden.

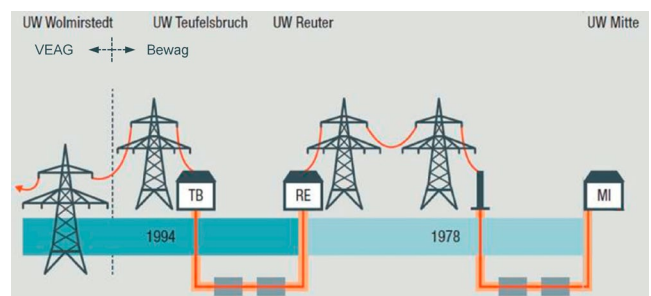


Bild 4: Prinzipbild des Bewag-Verbundanschlusses 1994

© 50Hertz Transmission (bearbeitet)

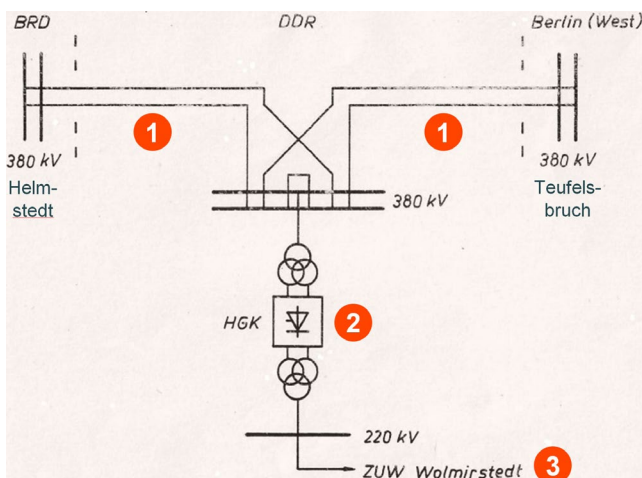


Bild 2: Übersicht über die Elektroenergieübertragungseinrichtung (EEÜ)

© Radtke/Berger, 300. Elektrotechnisches Kolloquium der TU Dresden, 29.11.1989 (eigene Ergänzungen)

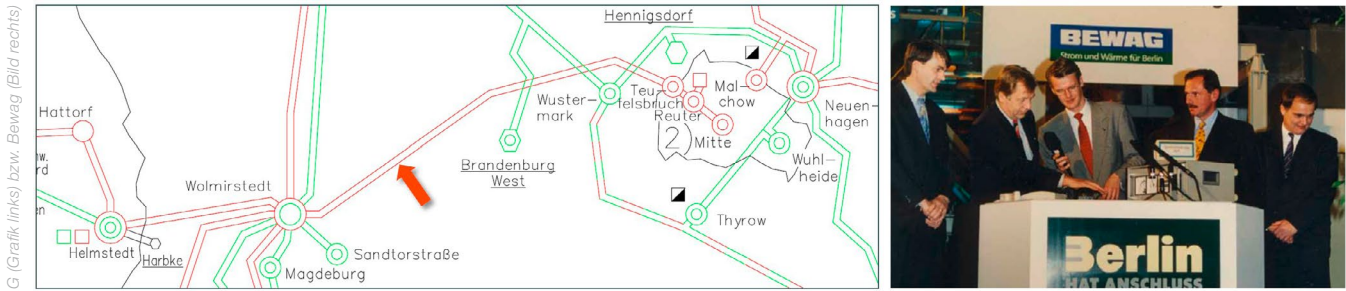


Bild 5: Das Ende der Strominsel (West-)Berlin / Bewag am 7. Dezember 1994

**Netztechnische Vorbereitungen zum DVG/UCPTE-Anschluss ab 1990**

Aus dem Arbeitsprogramm zur Vorbereitung und Aufnahme des DVG/UCPTE-Verbundbetriebes, welches insgesamt neun Cluster mit 65 Aufgaben umfasste, wird nachfolgend lediglich auf die im Cluster „Schaffung der netztechnischen Voraussetzungen ...“ zusammengefassten Aufgaben eingegangen.

Unmittelbar betroffen vom „Ost-West-Strombrückenschlag“ waren die benachbarten und geografisch angrenzenden Unternehmen PE, Bayernwerk AG (BAG), Bewag und KVE bzw. (VENAG)VEAG.

Aufgrund des zuvor skizzierten Projektes EEÜE und der dabei herausgebildeten Arbeitskontakte zwischen PE, Bewag und KVE kam es bald nach dem Mauerfall zu ersten Sondierungsgesprächen, wie viele Kuppelleitungen es für eine elektrische Wiedervereinigung bräuchte und welche Umspannwerke damit zu verbinden wären. Bereits Ende 1989 lag daher

- ein eher erfahrungs- als leistungsflussbasierter Masterplan mit insgesamt vier 380-kV-Ost-West-Kuppelleitungen vor (Bild 6):
- (1) Krümmel (PE) – Lübeck/Siems (PE) – Görries (KVE) – Güstrow (KVE)
  - (2) Helmstedt (PE) – Wolmirstedt (KVE) (– Teufelsbruch (Bewag))
  - (3) Mecklar (PE) – Vieselbach (KVE)
  - (4) Redwitz (BAG) – Remptendorf (KVE)

Unter dem koordinierenden Dach der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) konnten ab 1990 gemeinsame netztechnische Analysen mit Expertengruppen aus den Häusern PE, BAG und (VENAG)VEAG durchgeführt werden. Folgende standen dabei im Fokus:

**Leistungsfluss:**

- Stationäre Analysen für verschiedene Austauschszenarien auf den Kuppelleitungen infolge unterschiedlicher Last- und Erzeugungsentwicklung in perspektivisch geplanten Ausbauständen.
- Untersuchung der Wirk- und Blindleistungsaustausche sowie der Spannungshaltung. Im Ergebnis wurden Netzausbaumaßnahmen zur deutlichen Erhöhung des (induktiven) Kompensationsgrades im VEAG-Netz identifiziert.

**Kurzschluss:**

- Stationäre Analysen für unterschiedliche Szenarien der Erzeugungsentwicklung in perspektivisch geplanten Ausbauständen.
- Untersuchung der Auswirkungen erhöhter Kurzschlussstrombeanspruchung auf die Kurzschlussfestigkeit der Schaltanlagen in den direkt betroffenen Kuppelpunkten und im „elektrischen“ Nahbereich. Die Kurzschlussfestigkeit in den relevanten Schaltanlagen wurde nicht überschritten.

**Stabilität:**

- Dynamische Analysen zur Ermittlung der Ausgleichsvorgänge im Netz der VEAG und in den Netzen der Nachbarn (Erweiterung der Expertengruppe um die RWTH Aachen, Prof. Haubrich).
- Analyse 3poliger Kurzschlüsse an verschiedenen Fehlerorten für verschiedene Varianten der Anschaltung des VEAG-Netzes an das DVG-Netz.
- Die Ergebnisse der Stabilitätsuntersuchungen, die die 380-kV-Doppelleitung Mecklar – Vieselbach als Dreh- und Angelpunkt der elektrischen Wiedervereinigung eindeutig herausstellten, sind in Bild 7 dargestellt. Beide Grafiken zeigen den Verlauf des Polradwinkels  $\vartheta$  und der Dreh-

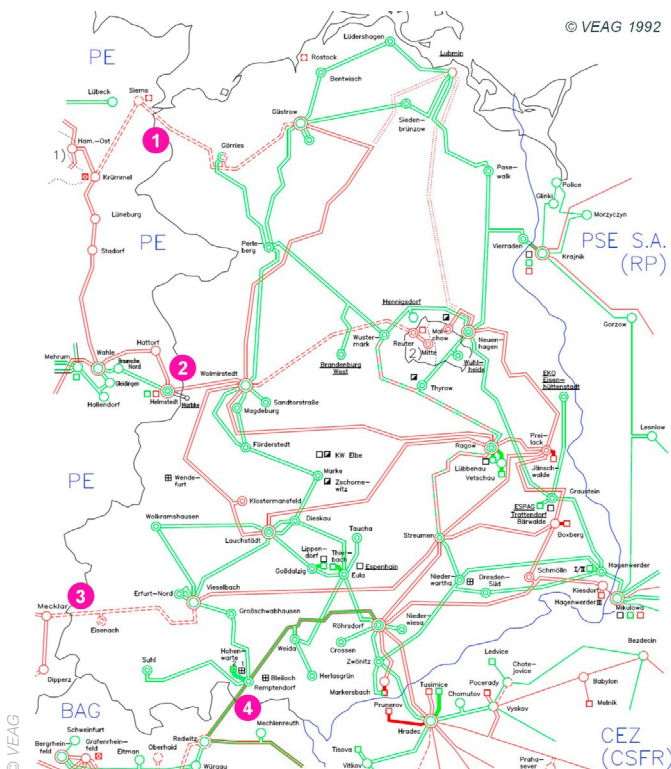


Bild 6: Kuppelleitungsprojekte der elektrischen Wiedervereinigung

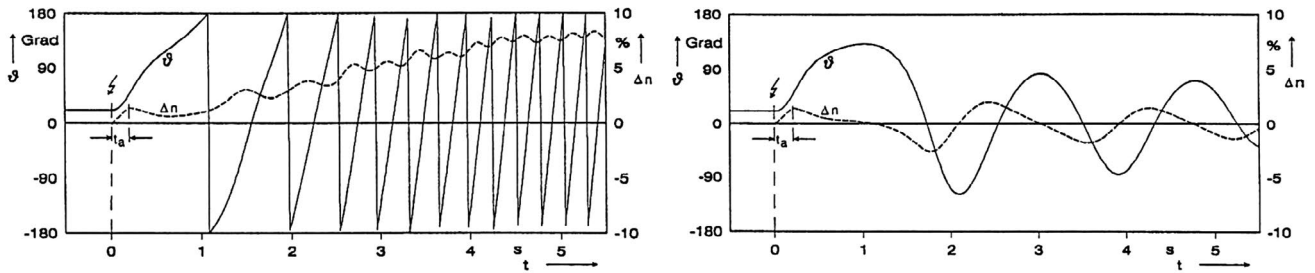


Bild 7: Ergebnisse der Stabilitätsanalysen für die elektrische Wiedervereinigung

zahl  $n$  eines 500-MW-Blockes im KW Jänschwalde nach 3poligem Kurzschluss nahe UW Streumen (Fehlerklärungs- bzw. Abschaltzeit: 180 ms): links ohne (= Instabilität) und rechts mit Doppelleitung Mecklar – Vieselbach (= Stabilität).

**Realisierung der Kuppelleitungen bis 1995**

Ende 1991 waren nur zwei der vier geplanten 380-kV-Doppelleitungen potenziell verfügbar, die zunächst für 220-kV-Richtbetriebe nutzbaren Kuppelleitungen Helmstedt – Wolmirstedt und Remptendorf – Redwitz.

Frühzeitig zeichnete sich ab,

- dass mit diesen zwei Kuppelleitungen allein keine elektrische Wiedervereinigung vollzogen werden konnte,
- dass die dritte Kuppelleitung Mecklar – Vieselbach dafür unabdingbar ist und auch nur unter der Voraussetzung ausreichend ist,
- dass die CENTREL-Länder (Polen, Tschechien, Slowakei und Ungarn) ebenfalls an das UCPT-Netz angeschlossen werden. In diesem Fall wird durch das synchronisierende Moment der CENTREL-Netzanbindung die ansonsten nötige vierte Kuppelleitung ersetzt.

Nachfolgend wird auf die Realisierung der Kuppelleitungen eingegangen (vgl. Bild 6):

- Fertigstellung Helmstedt – Wolmirstedt (Nr. 2) im Rahmen des „EEÜE-Vertrages“ mit Inbetriebnahme am 3. Oktober 1989.
- Inbetriebnahme Remptendorf – Redwitz (Nr. 4) am 20. Dezember 1991 mit 220 kV. Trotz Rückbau auf DDR-Gebiet konnte dank noch bestehender Grundbucheinträge der ehem. „Reichssammelschiene“ das Genehmigungsverfahren vereinfacht werden. Erst 1999 folgte die 380-kV-Umstellung.
- Durch Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren in Hessen konnte die Leitung Mecklar – Vieselbach (Nr. 3) erst 1995 fertiggestellt und im Zuge der elektrischen Wiedervereinigung am 13. September 1995 in Betrieb genommen werden.
- Als vierte Kuppelleitung war Lübeck/Siems – Güstrow (Nr. 1) zusammen mit Krümmel – Lübeck/Siems ursprünglich Bestandteil der 380-kV-Netzanbindung der HGÜ Baltic Cable (PE). 1996 erfolgte die Inbetriebnahme des VEAG-Teilstücks Güstrow – Görries. 2000 verfügte die VEAG in Mecklenburg-Vorpommern über eine planfestgestellte Trasse. Die Einstellung des Genehmigungsverfahrens Krümmel – Lübeck/Siems seitens PE bzw. E.ON Netz in 2001 infolge massiver Genehmigungsprobleme führte zum Abbruch des Kuppelleitungsprojektes. Daraufhin wurde die ehem. Kuppelleitung von Görries nach Krümmel umgeplant, ein neues Genehmigungsverfahren gestartet und Ende 2012 als sog. „380-kV-Nordleitung“ von 50 Hertz Transmission, quasi als 4. Kuppelleitung, in Betrieb genommen.

Es dauerte zwar fünf Jahre, bis 1995 die elektrische der politischen Wiedervereinigung folgen konnte, damit drei Jahre mehr als ursprünglich geplant, aber angesichts heutiger langwieriger Genehmigungsverfahren immer noch ein recht sportliches und erfolgreich abgeschlossenes Unterfangen.

**Schaltfolge der Elektrischen Wiedervereinigung am 13. September 1995 ...**

Bild 8 zeigt die Abfolge der Schalthandlungen am Tag der elektrischen Wiedervereinigung von der Trennung vom CENTREL-Verbund (09:31 h), über den kurzzeitigen und für das VEAG-Netz erstmaligen Inselbetrieb (09:31 – 09:34 h) zum DVG/UCPTE-Verbund (09:34 h).

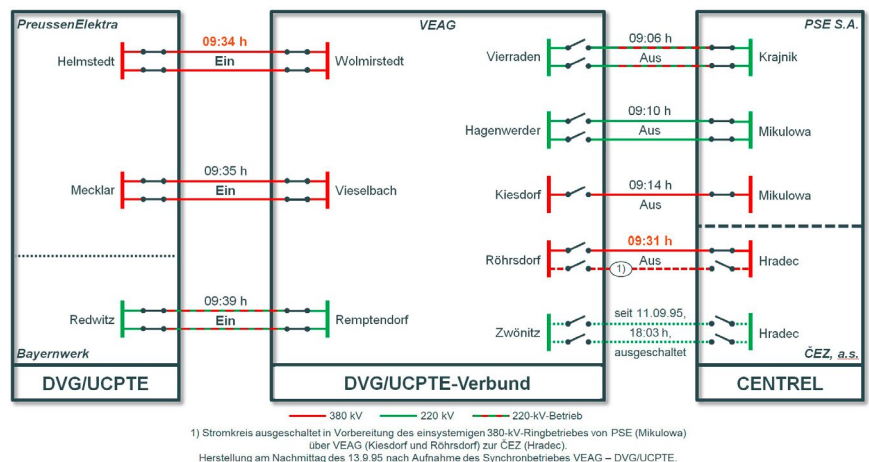


Bild 8: Abfolge der Schalthandlungen am 13.9.1995



© Berger, EU-Konferenz Berlin, 11.-12. Dez. 1997

Bild 9: Vorbereitung des Verbundanschlusses von CENTREL an UCPTÉ

... und die „Ost-Erweiterung des UCPTÉ-Netzes“ am 18. Oktober 1995

Diese Erweiterung wurde technisch und organisatorisch ab 1992 vorbereitet. Die CENTREL-Gründung erfolgte am 2. Oktober 1992 mit dem Ziel der Herauslösung der Netze aus dem VES-Verbund (UPS/IPS) und deren Synchronanschluss an das UCPTÉ-Netz (Bild 9). Zunächst wurde die Realisierungsdauer der durchzuführenden Maßnahmen mit  $\geq 1997$  eingeschätzt. Der Maßnahmenkatalog wurde mit und von den Übertragungsnetzbetreibern in Polen, Tschechien, Slowakei und Ungarn zügig abgearbeitet, sodass bereits fünf Wochen nach dem VEAG-Verbundanschluss an das UCPTÉ-Netz auch der CENTREL-Verbundanschluss am 18.10.1995 folgen konnte.

Zu den Maßnahmen zählte der Inselbetriebsversuch CENTREL mit VEAG im September 1993 indem u. a. die Primär- und Sekundärregelung der Netzinsel bei sprungförmigen und stetigen Laständerungen ausgewählter Kraftwerke und Pumpspeicher geprüft wurde (Bild 9:  $\Delta$  power station (switch off point)). Mit Frequenzabweichungen  $\leq \pm 20$  mHz von der Nennfrequenz konnte ihr ein gutes dynamisches Verhalten attestiert werden.

Damit konnte die UCPTÉ-Vollversammlung am 28. 9. 1995 die Zustimmung zum „Vorläufigen Betriebsversuch“ einer probeweisen Anschaltung des CENTREL-Netzes an den UCPTÉ-Verbund erteilen und der Verbundbetrieb über die Kuppelleitungen zum VEAG- und BAG-Netz am 18. Oktober 1995 aufgenommen werden. Von da an übernahm VEAG bis zum 1. 10. 1996 die Regelblockführerschaft für CENTREL. An diesem Tag wurde in Warschau das CENTREL-Regelungs- und Abrechnungszentrum in Betrieb genommen, zugleich der einjährige Verbund-Probetrieb gestartet und am 30. 9. 1997 erfolgreich beendet.

Zusammenfassung

Der Beitrag spannte über mehrere Jahrzehnte einen weiten Bogen vom Ende des innerdeutschen Verbundbetriebes bis zur elektrischen Wiedervereinigung Deutschlands; seinen Schwerpunkt bildete die netztechnische Vorbereitung der elektrischen Wiedervereinigung.

Die bekannten Vorteile eines elektrischen Verbundbetriebes dokumentierten sich in der jeweiligen Zusammenarbeit der Verbundunternehmen in Ost (VES/IPS) und West (UCPTÉ). Mit den politischen Umwälzungen der 1990er Jahre änderte sich auch die Zusammensetzung der europäischen Verbundsysteme.

Nachfolgendes Bild 10 zeigt im linken Bild die europäische Einbindung der ehem. VEAG zum Zeitpunkt der elektrischen Wiedervereinigung, im rechten Bild die der heutigen 50Hertz Transmission zum aktuellen Zeitpunkt in den sog. Regional Groups Baltic Sea und Continental Central East der ENTSO-E.

Und das UW Wolmirstedt wird mit dem AC/DC-Konverter für die geplante 2.000-MW-HGÜ-Verbindung „SuedOstLink“ nach Isar (Landshut) in 2025 – nach mehr als 30 Jahren – nun doch noch eine Drehstrom-Gleichstrom-Umwandlungsstation erhalten!

Eine Langfassung und die Folien des Vortrages zur Veranstaltung stehen unter <https://www.vde.com/de/geschichte/arbeitsgebiete/25-jahre-elektrische-wiedervereinigung-deutschlands> zum Download zur Verfügung.



Dr.-Ing. Frank Berger



Dipl.-Ing. Harald Radtke, 50Hertz Transmission GmbH

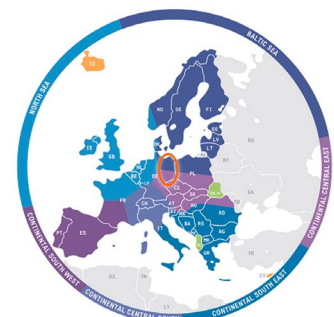
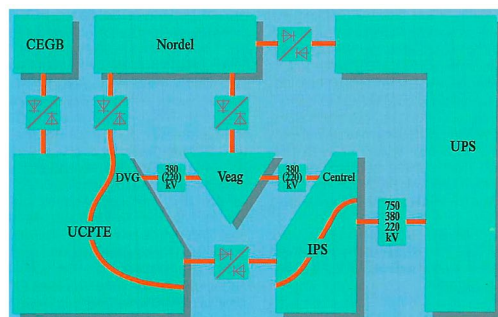


Bild 10: VEAG an der Nahtstelle europäischer Verbundsysteme (1995) und 50Hertz Transmission in zentraler Lage im ENTSO-E-Verbund (2020)

© Elektrizitätswirtschaft, Jg. 93, (1994), H. 13 (linkes Bild) und ENTSO-E (rechtes Bild)

# L1 Leserbrief von Prof. Dr.-Ing. Andreas Böker

Fachhochschule Münster –  
University of Applied Sciences,  
Fachbereich Energie · Gebäude · Umwelt

Der Artikel G1 im ETG *journal* 01/2021 ist sehr zu begrüßen, weil alles klar und deutlich auf den Punkt gebracht ist. Wissenschaft sollte so einfach wie möglich sein, die Welt ist kompliziert genug. Zwei Aspekte sollen mit diesem Beitrag ergänzt werden.

- Der Artikel G1 ist hilfreich, die unterschiedlichen Bezeichnungen für die Maxwellgleichungen einzuordnen.
- Es wird eine anschauliche Erklärung für die dielektrische Polarisierung und die Magnetisierung mit den Materialkonstanten  $\epsilon_r$  und  $\mu_r$  eröffnet, die auf die dielektrische Verschiebung  $\mathbf{D}$  und die magnetische Feldstärke  $\mathbf{H}$  komplett verzichtet [1].

Zur Vertiefung ist neben anderen die Lektüre von [2–5] zu empfehlen.

## Maxwellgleichungen

Für die vier Maxwellgleichungen

$$\begin{aligned} \epsilon_0 \nabla \cdot \mathbf{E} &= \rho & \nabla \cdot \mathbf{B} &= 0 \\ \nabla \times \mathbf{E} &= -\frac{\partial}{\partial t} \mathbf{B} & \nabla \times \mathbf{B} &= \mu_0 \mathbf{j} + \mu_0 \epsilon_0 \frac{\partial}{\partial t} \mathbf{E} \end{aligned} \quad (1)$$

existieren im deutschen Sprachraum verschiedene Bezeichnungen wie

- *grundsätzliche Maxwellgleichungen* [6–8],
- *Maxwellgleichungen für das Vakuum* [9–11] oder
- *mikroskopischen Maxwellgleichungen* [12].

Neben den vier Maxwellgleichungen (1) sind vier andere Maxwellgleichungen verbreitet.

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \mathbf{D} &= \rho_f & \nabla \cdot \mathbf{B} &= 0 \\ \nabla \times \mathbf{E} &= -\frac{\partial}{\partial t} \mathbf{B} & \nabla \times \mathbf{H} &= \mathbf{j}_f + \frac{\partial}{\partial t} \mathbf{D} \end{aligned} \quad (2)$$

Auch diese Gleichungen werden unterschiedlich bezeichnet, beispielsweise als

- *grundsätzliche Maxwellgleichungen* [11, 13–16],
- *Maxwellgleichungen für Materie* [6, 9] oder
- *makroskopischen Maxwellgleichungen* [10, 12, 17].

Für Studierende, die sich neu mit der Thematik befassen, muss das verwirrend sein.

Tatsächlich sind die vier Gleichungen (1) die grundsätzlichen Maxwellgleichungen. Sie finden Anwendung in den Maxwellgleichungen für Materie (2). Die beruhen darauf, dass Ladungsträger in frei bewegliche (Index f) und gebundene Ladungsträger (Index p) unterteilt werden.

$$\rho = \rho_f + \rho_p \qquad \mathbf{j} = \mathbf{j}_f + \mathbf{j}_p \quad (3)$$

Entsprechend werden ihre Feldanteile überlagert.

$$\mathbf{E} = \mathbf{E}_f + \mathbf{E}_p \qquad \mathbf{B} = \mathbf{B}_f + \mathbf{B}_p \quad (4)$$

Eine Zerlegung in je drei Feldanteile von  $\mathbf{E}$  und  $\mathbf{B}$  ist auch möglich [2, Seite 258]. Die Gleichungen (4) sind als Materialgleichungen in unterschiedlichen Varianten bekannt. Die vier Maxwellgleichungen für Materie sind nur im Zusammenhang mit den zwei Materialgleichungen zu sehen. Es liegen immer sechs Gleichungen zu Grunde.

Im Vakuum vereinfachen sich die Gleichungen (1) zu

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \mathbf{E} &= 0 & \nabla \cdot \mathbf{B} &= 0 \\ \nabla \times \mathbf{E} &= -\frac{\partial}{\partial t} \mathbf{B} & \nabla \times \mathbf{B} &= \mu_0 \epsilon_0 \frac{\partial}{\partial t} \mathbf{E} \end{aligned} \quad (5)$$

Hier gibt es keine elektrischen Ladungen und Ströme.

## Dielektrische Polarisierung und Magnetisierung

Das elektromagnetische Feld macht sich durch seine Wirkung auf die elektrische Ladung  $Q$  bemerkbar. Die elektrische Feldstärke  $\mathbf{E}$  und die magnetische Flussdichte  $\mathbf{B}$  sind über die Coulomb-Kraft  $\mathbf{F}_C$  bzw. über Lorentz-Kraft  $\mathbf{F}_L$  definiert.

$$\mathbf{F}_C = Q \mathbf{E} \qquad \mathbf{F}_L = Q (\mathbf{v} \times \mathbf{B}) \quad (6)$$

In Materialien und Werkstoffen können die gebundenen Ladungsträger als elektrische und magnetische Dipole  $\mathbf{p}_e$  und  $\mathbf{p}_m$  auftreten (Bild 1).

Die sind durch die Drehmomente  $\mathbf{M}$  definiert, die sie im elektrischen und magnetischen Feldern erfahren.

$$\mathbf{M} = \mathbf{p}_e \times \mathbf{E} \qquad \mathbf{M} = \mathbf{p}_m \times \mathbf{B} \quad (7)$$

Sie werden wie Kompassnadeln ausgerichtet und haben selbst ein elektrisches bzw. magnetisches Feld. Die mittleren elektrische Feldstärke und die mittlere magnetische Flussdichte können mit der Dichte der Dipolmomente angegeben werden.

$$\mathbf{E}_p = -\frac{1}{\epsilon_0} \frac{d\mathbf{p}_e}{dV} \qquad \mathbf{B}_p = \mu_0 \frac{d\mathbf{p}_m}{dV} \quad (8)$$

Für lineare und isotrope Materialien werden in den Materialgleichungen (4) dimensionslose Stoffkonstanten eingeführt.

$$\begin{aligned} \mathbf{E}_p &= \chi_e \mathbf{E} & \mathbf{B}_p &= \chi_m \mathbf{B}_f \\ \epsilon_r &= 1 + \chi_e & \mu_r &= 1 + \chi_m \end{aligned} \quad (9)$$

Es ist möglich, einerseits auf die dielektrische Verschiebung  $\mathbf{D}$  und die magnetische Feldstärke  $\mathbf{H}$  und zusätzlich auf die Stoffkonstanten  $\epsilon_r$  und  $\mu_r$  zu verzichten.

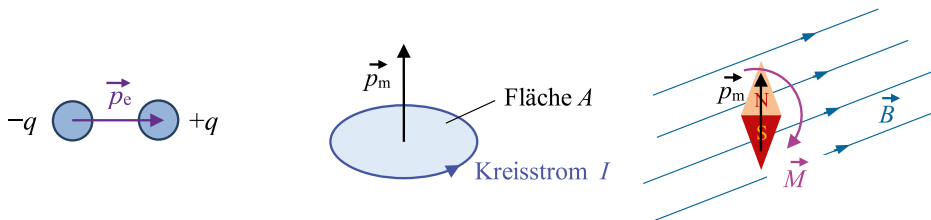


Bild 1: Elektrischer Dipol, magnetisches Dipolmoment  $\vec{p}_m$  eines kreisförmigen Gleichstroms und Kompassnadel im Magnetfeld

$\chi_e < 0$	$\epsilon_r < 1$	dielektrische Polarisation	$\chi_m < 0$	$\mu_r < 1$	Diamagnetismus
$\chi_e = 0$	$\epsilon_r = 1$	keine Polarisation	$\chi_m = 0$	$\mu_r = 1$	keine Magnetisierung
$\chi_e > 0$	$\epsilon_r > 1$	paraelektrische Polarisation	$\chi_m > 0$	$\mu_r > 1$	Paramagnetismus

Tabelle 1: Isotrope und lineare Materialien im elektrischen und magnetischen Feld

#### 4 Literatur

- [1] Andreas Böker, Hartmuth Paerschke und Ekkehard Boggasch. *Elektrotechnik für Gebäudetechnik und Maschinenbau*. 2. Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2019. isbn: 978-3-658-20970-4.
- [2] Torsten Fließbach. *Elektrodynamik*. 6. Aufl. Lehrbuch zur Theoretischen Physik. Berlin: Springer Spektrum, 2012. 375 S. isbn: 978-3-827-43035-9.
- [3] Klaus Lichtenegger. *Schlüsselkonzepte zur Physik: von den Newton-Axiomen bis zur Hawking-Strahlung*. de. Berlin Heidelberg: Springer Spektrum, 2015. isbn: 978-3-8274-2384-9 978-3-8274-2385-6.
- [4] Martin Poppe. *Prüfungstrainer Elektrotechnik: erst verstehen, dann bestehen*. de. 3., korrigierte und erweiterte Auflage. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2018. isbn: 978-3-662-56648-0.
- [5] Martin Poppe. *Grundkurs Theoretische Elektrotechnik: Q, E und B begründen alles*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2020. isbn: 978-3-662-61913-1 978-3-662-61914-8. doi: 10.1007/978-3-662-61914-8. url: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-61914-8>.
- [6] Peter Hertel. *Theoretische Physik*. 1. Aufl. Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag, 2006. isbn: 978-3-540-36645-4.
- [7] Martin Poppe. *Die Maxwell'sche Theorie. Für Ingenieure und Master-Studenten*. 1. Auflage. Berlin Heidelberg: Vieweg+Teubner Verlag, 2015. isbn: 978-3-662-45592-0.
- [8] Paul A. Tipler und Gene Mosca. *Physik für Studierende der Naturwissenschaften und Technik*. de. Berlin Heidelberg: Springer Spektrum, 2019. isbn: 978-3-662-58280-0 978-3-662-58281-7.
- [9] Heino Henke. *Elektromagnetische Felder – Theorie und Anwendung*. 5. Aufl. Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag, 2015. isbn: 978-3-662-46918-7.
- [10] John David Jackson. *Klassische Elektrodynamik*. 5. überarbeitete Auflage. Berlin Boston: Walter de Gruyter, 2014. isbn: 978-3-110-33446-3.
- [11] Fritz Kurt Kneubühl. *Repetitorium der Physik*. 5. Auflage. Stuttgart: Teubner-Verlag, 1994. isbn: 978-3-519-43012-4.
- [12] Wikipedia. *Die freie Enzyklopädie*. [www.de.wikipedia.org](http://www.de.wikipedia.org). 2001 – heute.
- [13] Ralf Kories und Heinz Schmidt-Walter. *Taschenbuch der Elektrotechnik: Grundlagen und Elektronik*. 9., korrigierte Auflage. Frankfurt am Main und Thun: Harri Deutsch Verlag, 18. März 2010. isbn: 978-3-817-11858-8.
- [14] Dieter Meschede. *Gerthsen Physik*. 24. überarb. Auflage. Heidelberg Dordrecht London New York: Springer-Verlag, 2010. isbn: 978-3-642-12893-6.
- [15] Adolf J. Schwab. *Begriffswelt der Feldtheorie: elektromagnetische Felder, Maxwell-Gleichungen, Gradient, Rotation, Divergenz*. 7., bearbeitete und ergänzte Auflage. Springer-Lehrbuch. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2013. 368 S. isbn: 978-3-642-34565-4 978-3-642-34566-1.
- [16] Horst Stöcker. *Taschenbuch der Physik*. 7. Auflage. Haan-Gruiten: Europa-Lehrmittel, 24. Januar 2014. isbn: 978-3-808-55675-7.5
- [17] Valentin Crastan. *Elektrische Energieversorgung. 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. 4., bearbeitete Auflage. Elektrische Energieversorgung. Heidelberg: Springer Vieweg, 2015. isbn: 978-3-662-45984-3 978-3-662-45985-0.



## ■ 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](mailto: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 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](http://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](mailto:etg@vde.com).

*Ihre ETG Geschäftsstelle*

Der Schutz Ihrer Daten ist uns wichtig. Unsere Datenschutzerklärung finden Sie unter [www.vde.com/de/datenschutz](http://www.vde.com/de/datenschutz)

## ETG Veranstaltungskalender 2021 – 23

### 2021

29. September  
Online-Fachtagung

[Netzregelung und Systemführung](#)

19. Oktober  
Online-Fachtagung

**STE 2021**

Sternpunktbehandlung in Netzen  
bis 100 kV (D-A-CH)

2.–3. November, München  
Fachtagung

[ETG-CIRED-Workshop 2021  
\(D-A-CH\)](#)

Innovationen im Verteilnetz

9.–10. November, München + Online  
Fachtagung

**Elektromechanische  
Antriebssysteme 2021**

Electromechanical drive systems 2021

16.–17. November, Kassel  
Fachtagung

[Erzeugung und Speicherung  
elektrischer Energie](#)

29.–30. November, Berlin  
Fachtagung

[7. Dialogplattform Power-to-Heat](#)

Strategien zur Wärmewende  
Sektorenkopplung und Steigerung  
der Energieeffizienz

9.–12. Dezember, Dresden  
Fachtagung

**Rail.S/VDE Symposium**

Sicherheit & Zulassung elektrischer  
Bahnausrüstungen

### 2022

15.–16. Februar, Berlin  
Online-Veranstaltung

**FNN ETG Tutorial Schutz- und  
Leittechnik**

Online-Preview „Mit dem Blick auf  
die Zukunft!“

14. März, Berlin  
Fachtagung

**Schaltungstechnik für  
GaN-Bauelemente in der  
Leistungselektronik**

15.–17. März, Berlin  
Fachtagung

**CIPS**

12th International Conference on  
Integrated Power Electronics Systems

21.–22. Juni, Berlin  
Fachtagung

**FNN ETG Tutorial Schutz- und  
Leittechnik**

19. September, Berlin  
Fachtagung

**Treffen des Industrie-  
kreis Mittelspannungs-  
Leistungselektronik 2022**

28.–29. September, Leipzig  
Fachtagung

**Netzregelung und  
Systemführung**

11.–13. Oktober, Esslingen am Neckar  
Fachtagung

**STE 2022**

Sternpunktbehandlung in Netzen  
bis 100 kV (D-A-CH)

### 2023

10.–11. Mai, Wuppertal  
Fachtagung

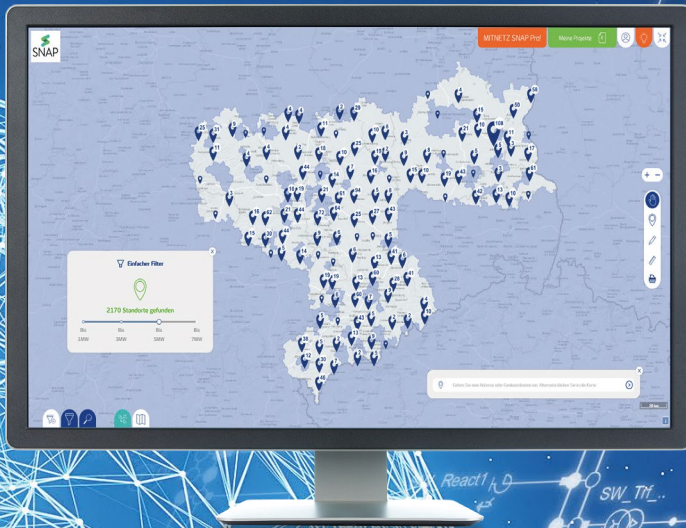
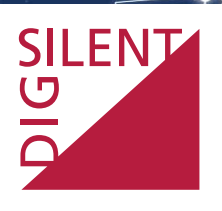
**ETG Kongress 2023**

Das Gesamtsystem im Fokus der  
Energiewende

### Herausgeber

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik  
Informationstechnik e.V.  
Energietechnische Gesellschaft (ETG)  
Stresemannallee 15  
60596 Frankfurt

Tel. 069 / 63 08-346  
Fax 069 / 63 08-98 22  
[etg@vde.com](mailto:etg@vde.com)  
[www.vde.com/etg](http://www.vde.com/etg)



## POWERFACTORY

# BERECHNUNG DER INDIKATIVEN ANSCHLUSSKAPAZITÄT FÜR ERZEUGUNGSANLAGEN UND LADESTATIONEN

Die stetig wachsende Zahl von Anschlussgesuchen, die mit dem Ausbau von dezentralen Energieanlagen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge einhergeht, stellt Verteilnetzbetreiber aller Größenordnungen vor eine große Herausforderung. DigSILENT stellt mit der Ermittlung der Indikativen Anschlusskapazität eine Lösung bereit, die automatisiert die lokal verfügbare Kapazität für Last und Erzeugung tagesaktuell ermittelt. Dabei werden individuelle Anforderungen der Netzbetreiber an Netzmodell und Berechnung berücksichtigt. Die Ergebnisse können in einer Webanwendung<sup>1</sup> zur Verfügung gestellt werden, um mit Hilfe eines Ampelsystems den Kunden eine indikative Antwort direkt zu liefern.

- Verschiedene Netzmodellquellen wie GIS, PowerFactory-Datenbank oder Modelle anderer Berechnungsprodukte können eingebunden werden
- Breites Spektrum an Kriterien für die Kapazitätsberechnung wie zum Beispiel Auslastungs- und Spannungsgrenzen, Schutz und Spannungsqualität
- Ergebnisse für Normal- und Reservebetrieb (Strangumschaltung)
- Verfügbar für alle Spannungsebenen und Netzmodellgrößen
- Modulare Integration in bestehende Prozesse durch Trennung von Front- und Back-End

Sie haben Interesse, unsere Lösung in Ihr System zu integrieren? Unser Beratungsteam stellt Ihnen gerne seine Expertise zur Verfügung, um eine maßgeschneiderte Lösung für Sie zu finden.



Für weitere Informationen besuchen Sie:  
[www.digsilent.de/it-projekte](http://www.digsilent.de/it-projekte)  
E-Mail: [mail@digsilent.de](mailto:mail@digsilent.de)

**POWER SYSTEM SOLUTIONS**  
MADE IN GERMANY

(1) Die Abbildung zeigt eine Webanwendung, die wir mit unserem Partner Fichtner IT Consulting realisiert haben.