

# Jahresbericht 2019



### Herausgeber

Forschungsgemeinschaft  
für Elektrische Anlagen  
und Stromwirtschaft e.V.  
FGH e.V.

### Hauptsitz Mannheim

Besselstraße 20-22  
68219 Mannheim  
Deutschland  
Telefon: +49 621 976807-10  
Telefax: +49 621 976807-70

### Standort Aachen

Roermonder Straße 199  
52072 Aachen  
Deutschland  
Telefon: +49 241 997857-10  
Telefax: +49 241 997857-22

[www.fgh-ma.de](http://www.fgh-ma.de) ▪ [fgf@fgh-ma.de](mailto:fgf@fgh-ma.de)

Mannheim, im April 2020

## FGH-Kurzbeschreibung

<b>Adresse</b>	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. FGH e.V. Besselstraße 20-22, 68219 Mannheim (Hauptsitz) Roermonder Straße 199, 52072 Aachen
<b>Rechtsform</b>	Eingetragener Verein ▪ Amtsgericht Mannheim ▪ VR 827
<b>Historie</b>	2015 Umzug vom Hallenweg 40 (Rheinau) in die Besselstraße 20-22 (Mallau) 2002 Anerkennung als wissenschaftliche Einrichtung (An-Institut) an der RWTH Aachen 1999 Umstrukturierung und Umbenennung in Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) 1973 Fusion mit der 400 kV-Forschungsgemeinschaft e.V. zur Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V. 1921 Gründung als Studiengesellschaft für Hochspannungsanlagen e.V.
<b>Mitglieder</b>	28 Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft 17 Unternehmen der Elektroindustrie und Dienstleister 13 Korrespondierende Mitglieder
<b>Zweck</b>	Wissenschaftliche Untersuchung und Klärung aller Fragen und Probleme, die bei der Planung, dem Bau und dem Betrieb von Stromversorgungsanlagen, insbeson- dere auf den Gebieten der Hochspannungs- und Hochstromtechnik, auftreten. Die Tätigkeit der FGH soll die Leistungsfähigkeit und Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie fördern und richtet sich auf die Fortentwicklung und Erhaltung des hohen technischen Standes der Stromversorgungsanlagen und der industriellen Erzeugnisse. Der Verein verfolgt ausschließlich und unmittelbar gemeinnützige Zwecke der technischen Entwicklung im Sinne der §§ 51 bis 68 der Abgabenordnung 1977.
<b>Organe und Gremien</b>	Mitgliederversammlung ▪ Präsidium ▪ Verwaltungsrat ▪ Vorstand ▪ Finanz- und Bilanzausschuss ▪ Forschungsbeirat
<b>Präsident</b>	Dr.-Ing. Alexander Montebaur
<b>Vorstand</b>	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser (Vorsitz) ▪ Dipl.-Ing. Sven Behrend
<b>Forschungsbeirat</b>	Vertreter der Elektrizitätswirtschaft, der Elektroindustrie und von Hochschulen beraten die FGH bei der Planung und Durchführung ihrer Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.
<b>Personal</b>	84 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in der gesamten FGH

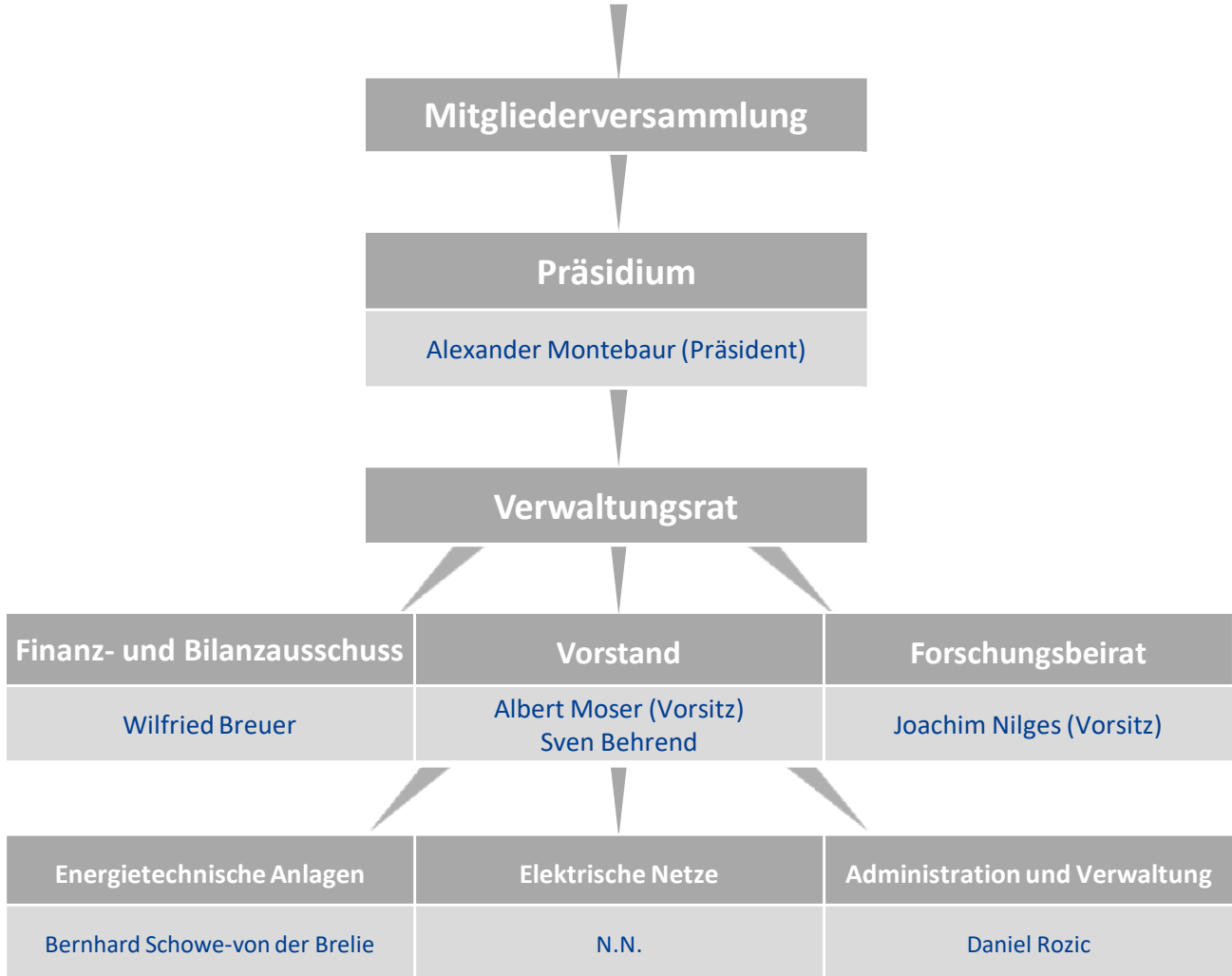
## Inhalt

FGH-Kurzbeschreibung .....	I
FGH-Organigramm.....	IV
Bericht des Vorstands.....	1
Bericht des Verwaltungsrats.....	2
Mitgliederservice .....	3
Forschung und Entwicklung.....	4
▪ Übersicht .....	4
Forschung und Entwicklung.....	5
▪ Isolieröluntersuchung – Zustandsbewertung von Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschall.....	6
▪ Störlichtbögen Niederspannung – Sicherheit bei Störlichtbögen in der Niederspannung.....	11
▪ ENSURE – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende .....	13
▪ Raumoptimierte Freileitungen – CompactLine .....	29
▪ enera – Teilprojekt: Simulation und Bewertung effizienter Betriebskonzepte für aktive Verteilnetze.....	33
▪ CableCop – Diagnose-Guide zur Behandlung der Auswirkungen von Verkabelung im deutschen Höchstspannungsnetz .....	42
▪ OVRTuere – Zeitweilige Überspannungen und abgeleitete Regeln für einen effizienten und sicheren Netzbetrieb FGH-Teilvorhaben: Einfluss des Übertragungs- auf das Verteilnetz sowie Konzeptentwicklung zur Vermeidung von Leistungsbilanzstörungen mittels netz- und kundenseitiger Maßnahmen .....	51
▪ FlexHub – Teilprojekt: Datenmodell und Kommunikationsstack für den FlexHub .....	58
▪ U-Quality – Auswirkungen zukünftiger Netznutzungsfälle der Niederspannung auf die Spannungsqualität und deren Beherrschung Teilvorhaben: Handlungsempfehlungen zu Spannungsqualitätsfragen für zukünftige Niederspannungsnetze und deren Nutzung.....	61
▪ PROMOTioN – PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks .....	64
▪ PLANET – Planning and operational tools for optimising energy flows and synergies between energy networks.....	72
▪ Ermittlung robuster Schaltzustände für den Betrieb elektrischer Übertragungsnetze .....	74
Weiterbildung.....	76
Promotionen.....	80
Studentische Arbeiten .....	81
Auftragsforschung.....	83
▪ Ausgewählte Auftragsforschung .....	85
Dienstleistungen unserer Tochtergesellschaften.....	88
▪ Bericht Tätigkeiten – Energietechnische Anlagen und Elektrische Netze .....	88
▪ Bericht Tätigkeiten – Prüfungen und Zertifizierungen.....	91
▪ Ausgewählte Auftragsarbeiten – Energietechnische Anlagen .....	93
▪ Ausgewählte Auftragsarbeiten – Elektrische Netze.....	93
▪ Ausgewählte Auftragsarbeiten – Prüfungen und Zertifizierungen .....	95
Kurznachrichten – Rückblick 2019.....	97
Publikationen.....	99

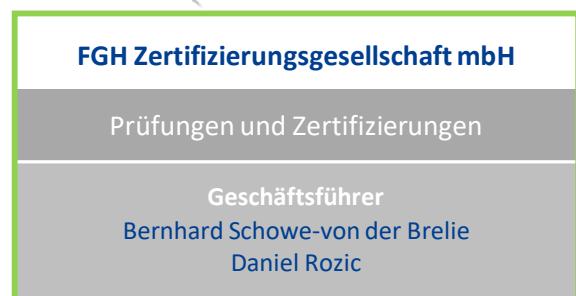
Gremienarbeit .....	104
Mitglieder .....	108
Präsidium .....	112
Verwaltungsrat .....	113
Forschungsbeirat .....	115
Jahresabschluss .....	118
▪ Bilanz zum 31. Dezember 2019 .....	118
▪ Gewinn- und Verlustrechnung .....	120

## FGH-Organigramm

### Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.



#### Tochtergesellschaften



## Bericht des Vorstands

Verehrte Mitglieder,  
sehr geehrte Partner der FGH,  
sehr geehrte Damen und Herren,

auch im Jahre 2019 widmeten sich die Forschungsaktivitäten in der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft e.V. (FGH) den vielfältigen Fragestellungen, die durch die Energiewende aufgeworfen werden. Energiewende bedeutet dabei für die FGH sowohl die Integration von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, als auch die Integration von neuartigen Verbrauchern, wie Ladesäulen für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen oder Power-to-Gas-Anlagen. Die FGH legt bei diesen Forschungsfragen traditionell einen starken Fokus auf die Energietechnik und weniger auf die Energiewirtschaft. Im Rahmen dieser Forschungsaktivitäten schloss Herr Dr.-Ing. Andreas Moormann seine Dissertation „Ermittlung robuster Schaltzustände für den Betrieb elektrischer Übertragungsnetze“ erfolgreich ab. Ebenso entstanden im Rahmen unserer Forschung fünf Bachelor- und zwei Masterarbeiten. Mit diesem Jahresbericht verfolgen wir nicht nur das Ziel, Sie in kurzer, aber umfassender Form über diese Arbeiten zu informieren. Gleichzeitig laden wir Sie zu Feedback, Anregungen oder Rückfragen hierzu ein.

In 2019 initiierte der Verwaltungsrat eine Strategiediskussion, um Entwicklungs- und Wachstumsoptionen für die FGH zu identifizieren sowie hieran angepasste professionelle Führungs- und Organisationsstrukturen zu entwickeln. Für diese Strategiediskussion sowie zur Umsetzung der hierbei gewonnenen Erkenntnisse wurde im Mai 2019 Herr Sven Behrend übergangsweise in den Vorstand der FGH berufen. Das Strategiekonzept sieht in der FGH eine Stärkung der Weiterbildung, der Fragestellungen von Verteilnetzbetreibern sowie der Ertragskraft der Tochtergesellschaften vor, um über Dividenden die gemeinnützigen Ziele der FGH zu verfolgen. Organisatorisch ist zukünftig neben einem wissenschaftlichen Vorstand ein geschäftsführender Vorstand als Nachfolger von Herrn Sven Behrend vorgesehen.

Beeindruckend in 2019 war die wieder positive Entwicklung unseres Weiterbildungsbereichs, der in 2018 noch einen deutlichen Umsatzeinbruch erlitten hat. Aus Umfragen wissen wir, dass der hohe Anspruch unserer Seminare geschätzt wird und zum Markenkern der FGH gehört. Die Geschäftsentwicklung der verschiedenen Dienstleistungen in unseren Tochtergesellschaften FGH GmbH und FGH-Zertifizierungsgesellschaft mbH verlief in 2019 erneut überdurchschnittlich erfreulich.

In 2019 folgte Herr Dr. Hendrik Vennegerts, der langjährige Leiter unseres Bereichs Systemtechnik und Geschäftsführer der FGH GmbH, dem Ruf der Universität Duisburg-Essen auf einen Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme. Hierzu möchten wir ihm nachträglich nochmals herzlich gratulieren und freuen uns auf die weitere Zusammenarbeit mit ihm in seiner neuen Rolle.

Unerwartet verstarb im Juli 2019 der ehemalige Vorstand der FGH, Herr Prof. Dr. Hans-Jürgen Haubrich. Er hat sein Vorstandsamt im Jahre 2003 in schwierigen Zeiten übernommen und zur damaligen Neuausrichtung der FGH wesentlich beigetragen. Wir werden ihm stets ein ehrendes Andenken bewahren.

Für die erfahrene Unterstützung im letzten Jahr möchten wir uns bei den Mitgliedsunternehmen und Kooperationspartnern bedanken. Wir freuen uns auf die weitere Zusammenarbeit mit Ihnen!

Ihr Vorstand der FGH e.V.

gez. Prof. Albert Moser, Sven Behrend



## Bericht des Verwaltungsrats

Verwaltungsrat und Präsidium der FGH haben während ihrer Sitzungen am

27. Februar 2019 in Köln

10. Mai 2019 in Frankfurt/M.

8. November 2019 in Frankfurt/M.

die wesentlichen Fragen, die sich aus dem Betriebsablauf während des Jahres 2019 ergaben, eingehend mit dem Vorstand besprochen.

Die technisch-wissenschaftlichen Arbeiten wurden vom Forschungsbeirat der FGH beratend begleitet. Dieser wurde durch den Arbeitskreis Energie-Informationstechnologie (AKEI) unterstützt.

Die Ergebnisse der Verwaltungsratssitzungen führten zu den der Mitgliederversammlung vorgelegten Beschlussvorschlägen.

Der Jahresabschluss 2019 wurde entsprechend der Bestellung durch die Mitglieder von

FIDAIX SCHULER & KOLLEGEN GmbH  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft / Steuerberatungsgesellschaft  
Aachen

geprüft und mit Datum vom 3. April 2020 uneingeschränkt bestätigt.

Mannheim, im April 2020

Der Verwaltungsrat



## Mitgliederservice

Die FGH ist eine gemeinnützige Forschungseinrichtung der Elektrizitätswirtschaft und Elektroindustrie mit dem Ziel, Kompetenz und praxisorientiertes Fachwissen gemeinsam mit ihren Mitgliedern zu entwickeln und vorzuhalten. Die Bündelung dieser Aufgaben sowie die unabhängige Darstellung technischer Möglichkeiten und Grenzen erlangen im liberalisierten und regulierten Umfeld zunehmende Bedeutung. Hier profitieren unsere Mitglieder und Partner aus den Bereichen Netzbetrieb, Industrie, Dienstleistung und Wissenschaft von den Leistungen der FGH.

Die Zusammenarbeit mit der RWTH Aachen sowie anderen Hochschulen und Forschungseinrichtungen gewährleistet eine umfassende Abdeckung des gesamten Arbeitsgebiets. Die FGH sichert an der Schnittstelle zwischen Wissenschaft und Praxis einen schnellen Transfer der Erkenntnisse in die Anwendung.

Die FGH hat wesentlich dazu beigetragen, dass die Sicherheit und Qualität der deutschen Übertragungs- und Verteilungsnetze weltweit führend sind. Mit unseren Leistungen wie

- Initiierung und Durchführung von Forschungsprojekten, oftmals gemeinsam mit Mitgliedsunternehmen und anderen Institutionen,
- Weiterbildungsveranstaltungen zu Grundlagenwissen und Tagesthemen,
- wissenschaftlichen Untersuchungen im Kundenauftrag zu sämtlichen energietechnischen Fragestellungen,
- Mitarbeit in nationalen und internationalen Fach- und Normungsgremien,

unterstützen wir die Verteidigung dieser Position.

Unsere Mitglieder profitieren durch ihre direkte Einbindung in diese Tätigkeiten und die unmittelbaren und unverzüglichen Informationen über neue Erkenntnisse. Auch besteht für unsere Mitglieder die Möglichkeit, für die Bearbeitung komplexer Fragestellungen und Entwicklung entsprechender Lösungsstrategien gemeinsam von verschiedenen Unternehmen getragene Forschungsprojekte zu initiieren. Für unsere Mitglieder sind die Ergebnisse solcher Forschungsprojekte besonders wertvoll, die sie selbst anregen, inhaltlich mitgestalten und intensiv begleiten. Sie können die Kompetenz der FGH nutzen, um praxisgerechte Lösungen für ihre grundlegenden und drängenden Fragestellungen zu erhalten.

Aufgrund unserer langjährigen Praxiserfahrung verfügen wir über hoch qualifiziertes Personal für die Durchführung wissenschaftlicher Untersuchungen, die den Mitgliedern zu günstigen Konditionen zur Verfügung stehen. Bei Weiterbildungsveranstaltungen erhalten unsere Mitglieder vergünstigte Teilnahmebedingungen, insbesondere auch bei der Durchführung als kundenspezifische Veranstaltung im eigenen Haus.

# Forschung und Entwicklung

## Übersicht

### Öffentlich geförderte Forschungsprojekte

#### AiF/IGF\*

Isolieröluntersuchung - Zustandsbewertung von Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschall

Störlichtbögen Niederspannung - Sicherheit bei Störlichtbögen in der Niederspannung

#### BMBF\*\*

ENSURE - Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

#### BMWi\*

Raumoptimierte Freileitungen - compactLine

enera - Teilprojekt: Simulation und Bewertung effizienter Betriebskonzepte für aktive Verteilnetze

CableCop - Diagnose-Guide zur Behandlung der Auswirkungen von Verkabelung im deutschen Höchstspannungsnetz

OVRTuere - Teilprojekt: Einfluss des Übertragungs- auf das Verteilnetz sowie Konzeptentwicklung zur Vermeidung von Leistungsbilanzstörungen mittels netz- und kundenseitiger Maßnahmen

FlexHub - Teilprojekt: Datenmodell und Kommunikationsstack für den FlexHub

U-Quality - Teilprojekt: Handlungsempfehlungen zu Spannungsqualitätsfragen für zukünftige Niederspannungsnetze und deren Nutzung

#### EU\*\*\*

PROMOTioN - PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks

PLANET - Planning and operational tools for optimising energy flows and synergies between energy networks

Projekte, die im Jahr 2019 in der Verhandlung waren und in 2020 begonnen werden, sind in der Übersicht nicht enthalten.



\*

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

\*\*

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

\*\*\*

Projects funded by the  
European Commission.



	2019	2020	2021	2022	Laufzeit
	█		█		1.02.19 - 31.01.21
		█	█		1.11.19 - 31.10.21
	█				1.09.16 - 31.12.19
	█				1.12.13 - 31.08.19
	█		█		1.01.17 - 31.12.20
	█		█		1.09.18 - 31.08.21
	█		█		1.11.18 - 31.10.21
	█		█		1.01.19 - 31.12.21
	█	█	█	█	1.04.19 - 31.03.22
	█		█		1.01.16 - 30.09.20
	█		█		1.11.17 - 31.10.20

## Öffentlich geförderte Forschungsprojekte

### Isolieröluntersuchung – Zustandsbewertung von Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschall

AiF/IGF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.02.2019 – 31.01.2021

IGF-Vorhaben werden über die AiF im Rahmen des Programms zur Förderung der industriellen Gemeinschaftsforschung und -entwicklung (IGF) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Das Projekt wird in Zusammenarbeit mit namhaften Unternehmen bearbeitet.

#### Motivation und Ziele

Die Netzbetreiber und Hersteller von Betriebsmitteln der elektrischen Energieversorgung stehen vor der Aufgabe, eine wirtschaftlich-technisch angemessene Versorgungsqualität der Endkunden durch einen optimierten Einsatz netztechnischer Anlagen und entsprechende Strategien für deren Erneuerung und Instandhaltung sicherzustellen. Im Energieversorgungsnetz sind Transformatoren eines der wichtigsten Betriebsmittel, welche zunehmend durch veränderte Lastflüsse höheren Beanspruchungen ausgesetzt sind. Die Entwicklung moderner Prüfverfahren für intelligente Zustandsbewertung von Transformatoren und Isolierölen ist deswegen von besonderem Interesse und Gegenstand aktueller Forschungsarbeiten. In **Bild 1** ist die Modellierung des Alterungsverhaltens von Hochspannungs-/Mittelspannungs-Transformatoren (HS/MS-Transformatoren) dargestellt, welche sich aus der Anzahl der Schäden und dem Mengengerüst als relative Schadenshäufigkeit konstruieren lässt. Die Erfassung von alterungsrelevanten Parametern für die rechtzeitige Einleitung vorbeugender Maßnahmen, ist zur Aufrechterhaltung der geforderten Versorgungszuverlässigkeit, von besonderer Bedeutung.

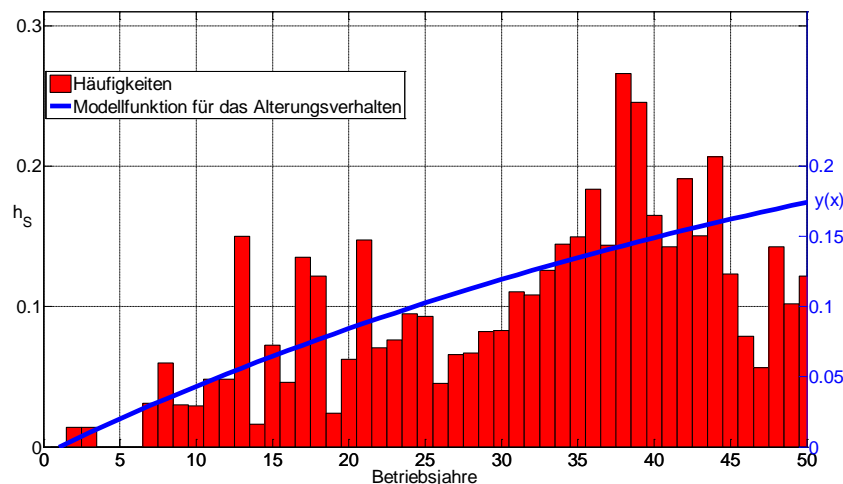


Bild 1 Modellierung der altersabhängigen Schadenshäufigkeiten  $h_s$  (Schadenshäufigkeit pro Jahr – (Schäden / Mengengerüst) im Jahr  $x$ ); insgesamt 581 Schäden und 5347 HS/MS-Transformatoren

Es wird ein neuartiges Messsystem untersucht, mit dessen Hilfe nicht-invasive Online-Messungen mittels Ultraschall an den Betriebsmitteln durchgeführt werden können. Dabei erfolgt eine Betrachtung unterschiedlicher Einflussparameter als Basis einer Grundlagenforschung mit dem Ziel der Ermittlung des Zusammenhangs zwischen akustischen Eigenschaften (Laufzeitunterschiede, Phasenlaufzeit, Amplitude, Frequenzspektrum, Amplitudendämpfung über dem Frequenzbereich, ...) und dem Feuchtegehalt im Isolieröl (in Abhängigkeit von Temperatur, Druck sowie Säure- und Gasgehalt). Die grobe Vorgehensweise ist in **Bild 2** festgehalten.

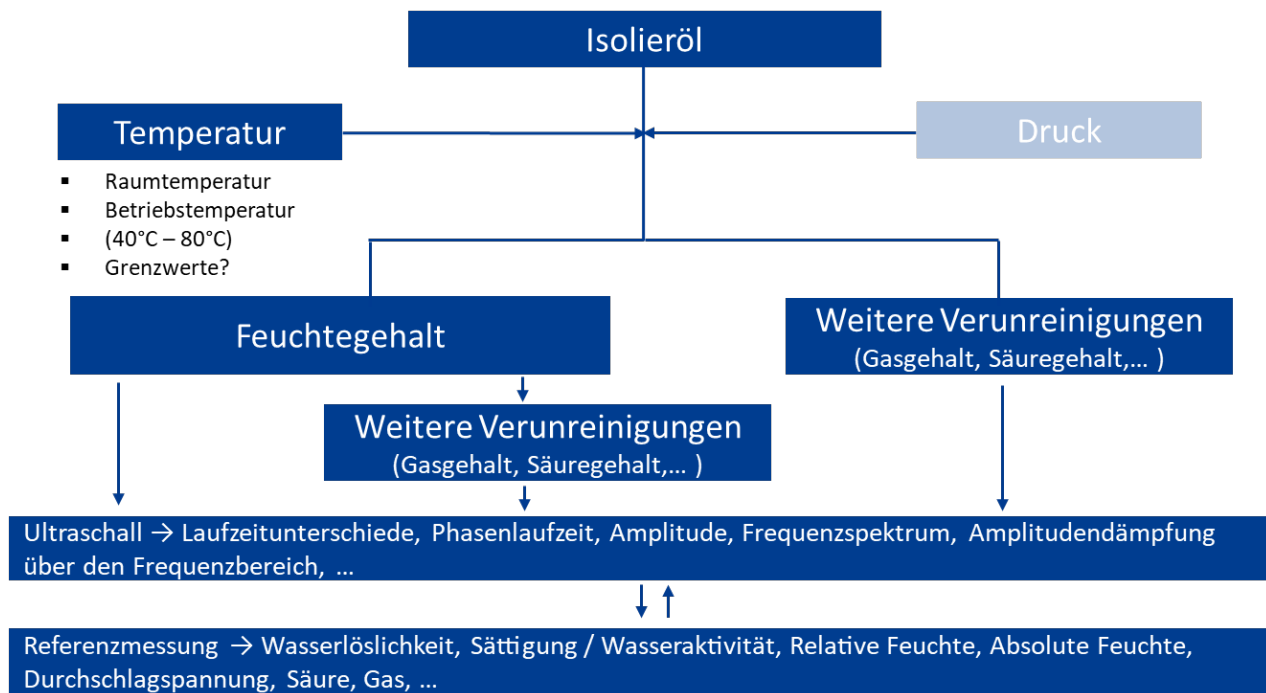


Bild 2 Vorgehensweise/Ablauf – Bestimmung der Einflussfaktoren von Verunreinigungen auf das Ultraschallsignal

### Arbeitshypothese

Um die angestrebten technisch-wissenschaftlichen Forschungsziele zu erreichen sind insgesamt fünf Arbeitspakete (AP) vorgesehen. Die Untersuchungen erfolgen auf Basis einer Grundlagenforschung.

**AP1:** Ein druckdichtes Prüfgefäß soll entwickelt und realisiert werden. Das Prüfgefäß wird so dimensioniert, dass es in einen Klimaschrank mit Temperatur- und Feuchteregulierung eingebracht werden kann. Neben der Auswahl geeigneter Ultraschallprüfköpfe werden passende Sensoren für die Bestimmung des Temperatur-, Feuchte- und Druckeinflusses im Prüfgefäß gefunden werden.

**AP2:** Für die Durchführung der Untersuchungen werden Isolierölproben unterschiedlicher Feuchtegrade benötigt. Neben der Auswahl geeigneter Isolieröle sind die Proben mit Verunreinigungen zu versetzen (Gas- und Säuregehalt). Ausgangsbasis bildet hierfür die Herstellung definierter Feuchtegrade. In diesem AP wird deswegen neben der Materialqualifikation und Probenherstellung (Verunreinigungsgrad) eine passende Trocknungsmethode der Proben herausgearbeitet und angewendet. Dadurch können unterschiedliche Feuchtegrade ausgewählter Isolierölproben hergestellt und untersucht werden. Einzelne zu untersuchende Feuchtegrade (Proben) sind in ausreichender Anzahl herzustellen (statistische Sicherheit).

**AP3:** Es werden detaillierte praktische Untersuchungen mittels der Ultraschallmethode durchgeführt. Quantitative Zusammenhänge zwischen akustischen Eigenschaften (Laufzeit, Amplitude, Phasenlaufzeit, Frequenzspektrum, Amplitudendämpfung...) und dem Feuchtegehalt im Isolieröl (in Abhängigkeit von Temperatur, Druck sowie Säure- und Gasgehalt) werden untersucht. Den Schwerpunkt bildet die Untersuchung der Feuchte im Isolieröl, wobei der Einfluss erwähnter Parameter berücksichtigt wird. Referenzmessungen für die Untersuchungen des Feuchtegehalts mittels Karl-Fischer-Methode und kapazitiven Sensoren (Absorptionshygrometer) sowie für die Untersuchungen des Gasgehalts mittels Gaschromatograph und des Säuregehalts mittels Säurezahl-Titrator sind geplant. Die elektrische Grenzbelastung des Isolieröls wird mittels Durchschlagsspannungsmessungen untersucht. In einem weiteren Schritt werden feste Isolierpapierproben auf den Feuchtegehalt untersucht.

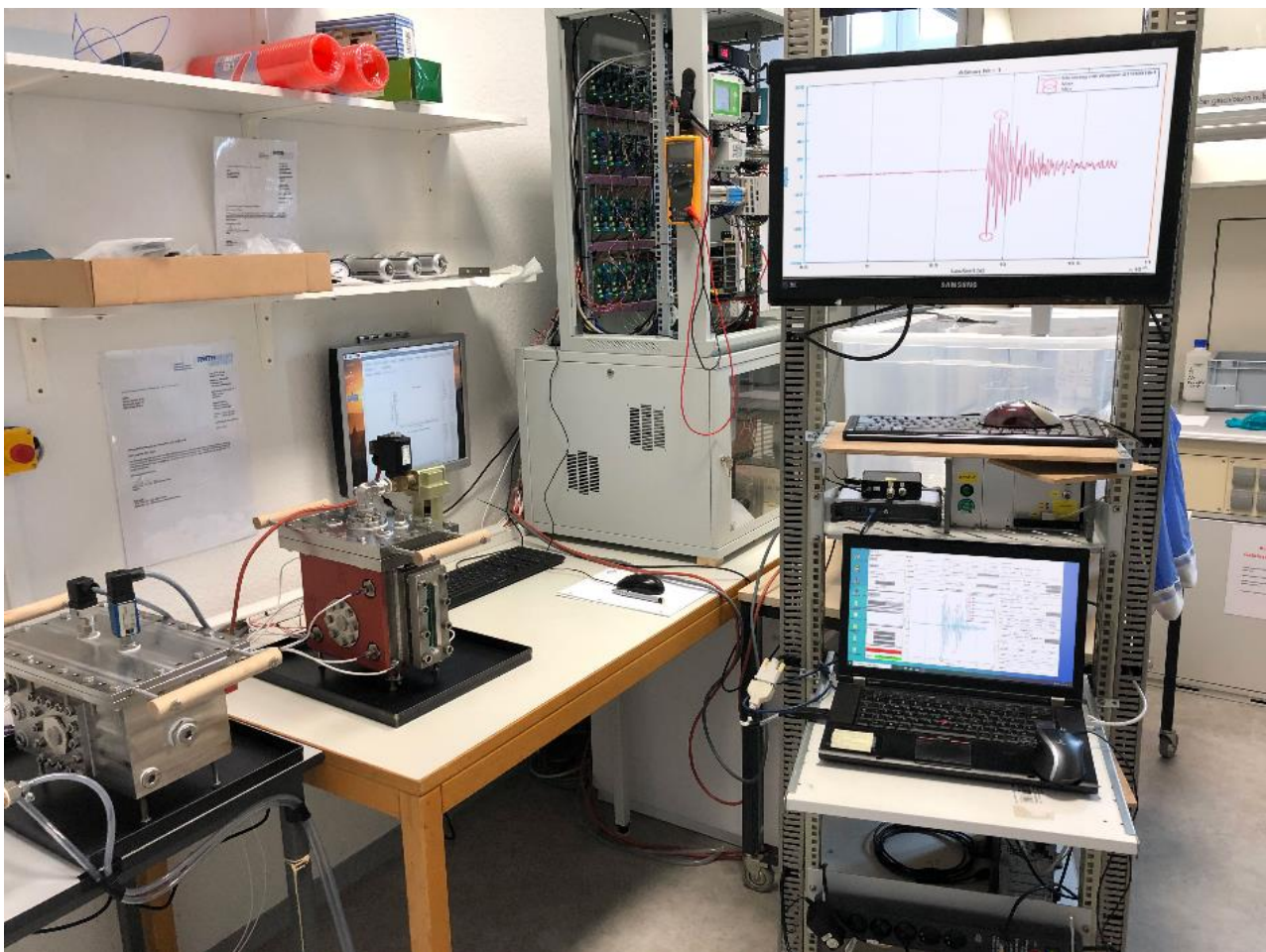


**AP4:** Die elektromagnetische Feldeinwirkung auf die Ultraschall-Sensorik wird näher betrachtet. Schwerpunkt ist die zukünftige Platzierung bzw. der realistische Einbauort der Ultraschallsensoren am realen Transformator. Im ersten Schritt werden Untersuchungen möglicher Einbauorte durchgeführt. Im zweiten Schritt wird die mögliche resultierende Feldbeeinflussung, ausgehend vom zukünftigem Einbauort, untersucht. Hierbei wird ein möglicher Einfluss auf die Ultraschallmessungen identifiziert.

**AP5:** Ein passender Auswertalgorithmus wird entwickelt. Die gewonnenen Ergebnisse aus diesem Projekt sowie die ausführliche Betrachtung bekannter Erkenntnisse bereits durchgeführter und aktueller Forschungsarbeiten stellen die Basis dieses AP dar. Dabei stehen die Signalverarbeitung und Interpretation im Vordergrund.

### Untersuchungen und Ergebnisse

Die angestrebten Untersuchungen werden in einem druckdichten/temperaturbeständigem Edelstahlprüfgefäß mit definierter Trocknungs- und Feuchteregulierung durchgeführt und dabei der Einfluss auf die akustischen Kennwerte ermittelt (**Bild 3**).

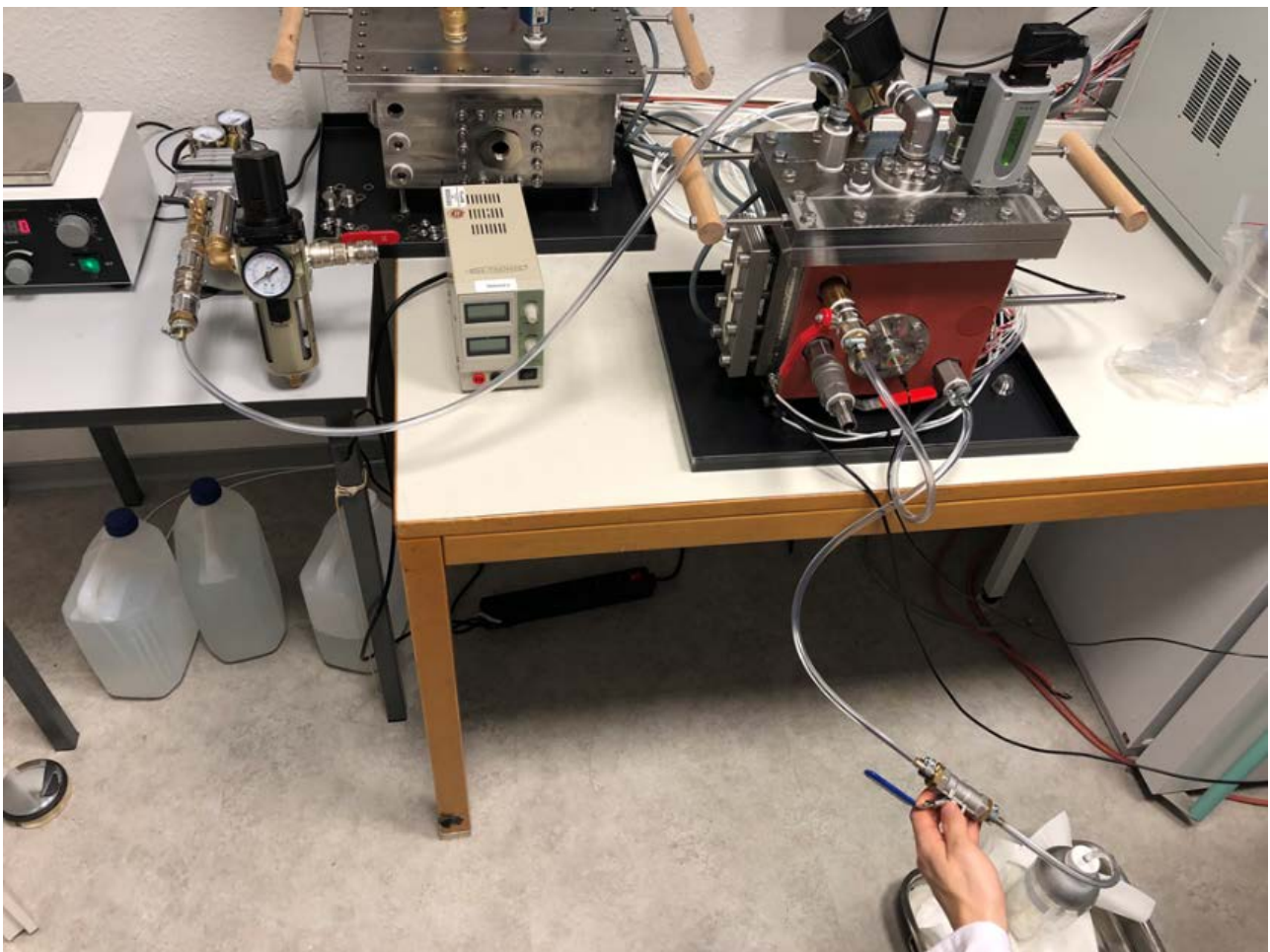


*Bild 3 Messaufbau mit Prüfgefäß, Messdatenerfassung und Ergebnisauswertung*

Die mit unterschiedlichen Feuchtegrade hergestellten Isolierölproben werden mittels Vakuumverfahren aus einem Vorbereitungsgefäß in das Prüfgefäß eingebracht. Die Prüfgefäße sind mit unterschiedlicher Sensorik ausgestattet (Temperatur, Druck, rel. Feuchte / Wasseraktivität, Ultraschallsensoren). Diese Messwerte sowie die Ultraschallsignale werden mit einem geeigneten Messsystem und einer eigens entwickelten Software erfasst, weiterverarbeitet und analysiert. Im nachfolgendem wird ein Beispiel aus den aktuellen Untersuchungen vorgestellt. In den **Bildern 4 und 5** sind die Vorgehensweise und die Ergebnisse der Unter-

suchung „Einfluss unterschiedlicher Isolieröle auf die Ultraschallgeschwindigkeit“ dargestellt. Die Untersuchung erfolgte mit einem 2 MHz Ultraschallprüfkopf und dem Impuls-Echo-Verfahren. Die Isolierölproben waren: Nynas Nytro Taurus, Nynas Nytra LyraX, Nyna Nytro 4000X, Shell Diala S4.

In **Bild 4** ist der Umfüllvorgang der Ölprobe aus der Aluminiumdose festgehalten. Dieser Vorgang erfolgt unter Vakuum mit geringstmöglicher äußerer Beeinflussung der Ölprobe. Wie aus den Signalbildern (**Bild 5**) beim Ölvergleich verschiedener Öle an der Laufzeit abzulesen ist, haben die Nynas Öle - Nytro Taurus, LyraX und 4000X nahezu identische Ultraschallgeschwindigkeiten während das Shell Diala S4 XZI eine niedrigere Geschwindigkeit besitzt. Dies lässt sich mit der Zusammensetzung des Öls erklären. Da sich die Transformatoröle in den nächsten Jahren voraussichtlich stark verändern werden, ist es ausreichend sich bei den Untersuchungen auf eine Ölart zu konzentrieren und dabei allgemeine Tendenzen in der Signaländerung für verschiedene Einflussfaktoren zu bestimmen.



*Bild 4 Umfüllprozess ins Prüfgefäß bei der Messung der Ultraschallgeschwindigkeit verschiedener Isolieröle*

Die Isolieröle hatten bei der Messung (nach dem Umfüllvorgang im Prüfgefäß) unterschiedliche Feuchtegrade.

Nynas Nytro Taurus	-	Wasseraktivität 0,195
Nynas Nytra LyraX	-	Wasseraktivität 0,166
Nyna Nytro 4000X	-	Wasseraktivität 0,247
Shell Diala S4	-	Wasseraktivität 0,204



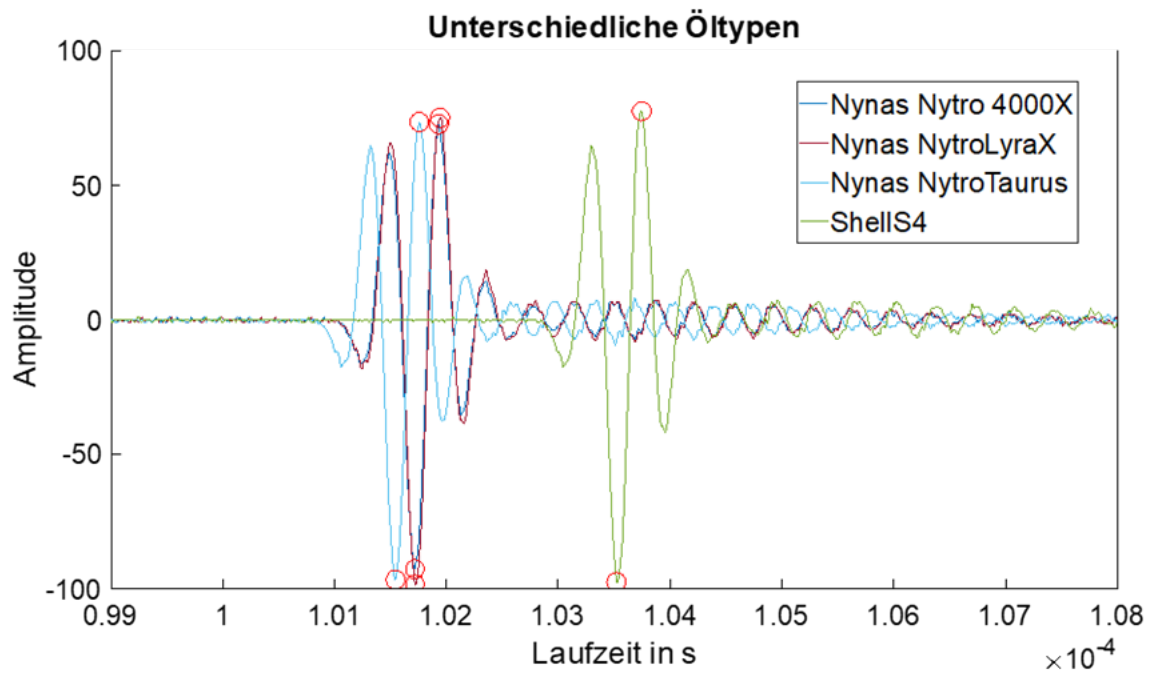


Bild 5: Ergebnisse der Untersuchung verschiedener Isolieröle Ultraschallgeschwindigkeit -H2KS1

### Ausblick

Durch die zerstörungsfreie und direkte Messung an den Betriebsmitteln mittels Ultraschall können wichtige Betriebsparameter kontinuierlich überwacht werden, wodurch ein schnelleres Eingreifen bei Überschreiten definierter Grenzen möglich ist und eine Beschädigung oder ein Ausfall des Betriebsmittels verhindert werden kann. Die hohe Verfügbarkeit von Betriebsmitteln und vorbeugende Maßnahmen durch gezielten Eingriff vor Fehlereintritt wirken sich positiv auf die Kosten-Nutzenbilanz des Unternehmens aus und gewährleisten eine hohe Versorgungssicherheit des öffentlichen Netzes.

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc. Mirnes Planic  
Dr.-Ing. Gregor Brammer

## Störlichtbögen Niederspannung – Sicherheit bei Störlichtbögen in der Niederspannung

AiF/IGF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.11.2019 – 31.10.2021

*Das Projekt wird in Zusammenarbeit mit der RWTH Aachen sowie der Technischen Universität Dresden durchgeführt.*

### Zusammenfassung und Ziele

Störlichtbögen im Niederspannungsbereich sind ungewollte elektrische Luftstreckenverbindungen zwischen Leitern unterschiedlichen Potentials. Die Ursachen hierfür sind vielfältig. So können beispielsweise durch lange Betriebszeiten der Anlagen Alterungserscheinungen von Leitermaterialien und Isolierungen auftreten, aber auch Fehlhandlungen von Personen zu deren Entstehung führen. Die energiereiche physikalische Erscheinung des Lichtbogens, in Form von elektromagnetischer Strahlung, Druck und Temperatur, besitzt vor allem in strom-starken Schalt- und Verteilanlagen ein hohes Zerstörungspotential und stellt daher eine erhebliche Gefährdung für Personen, Anlagen und auch für die Versorgung mit elektrischer Energie dar. Geeignete Maßnahmen sowohl in der Projektierung und Konstruktion, als auch in der Betriebsführung der Anlagen können die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Lichtbogenfehlers erheblich reduzieren, jedoch ist ein vollständiges Verhindern aus ökonomischen Gründen nicht praktikabel. Mit dem Auftreten von Störlichtbögen in elektrischen Anlagen muss somit auch bei hohen Sicherheitsstandards gerechnet werden.

Der Nachweis der Personensicherheit beim Auftreten von Störlichtbögen erfolgt durch Prüfungen in Hochleistungsprüffeldern oder – wo dieses nicht möglich oder praktikabel ist – über Druckberechnungen. Prüfungen für fabrikfertige Niederspannungsschaltanlagen werden z.B. nach DIN EN 61439-2 (VDE 0660-600-2) Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen – Teil 2: Energie-Schaltgerätekombinationen – Beiblatt 1: Leitfaden für die Prüfung unter Störlichtbogenbedingungen infolge eines inneren Fehlers, durchgeführt. Sie sind aufwendig und aufgrund der Inanspruchnahme von Hochleistungsprüffeldern mit hohen Kosten verbunden. In vielen Fällen sind Prüfungen der Druckauswirkung in Anlagegebäuden nicht möglich, z.B. in bereits bestehenden Gebäuden, in denen vorhandene Schaltanlagen ersetzt werden sollen, sowie in der Planungsphase von Anlagen. In den Standards und Normen gibt es keine Bestimmungen zur Gebäudesicherheit bei Störlichtbögen in Niederspannungsanlagen. Betreiber dieser Anlagen bestehen jedoch zunehmend auf dem Nachweis der Störlichtbogensicherheit in ihren Gebäuden. Dieser kann nur über Berechnungen erfolgen.

Druckberechnungen bei Störlichtbögen in Mittel- und Hochspannungsanlagen, mit denen sich Druckentlastungseinrichtungen dimensionieren lassen, werden mit bewährten Programmen durchgeführt (siehe z.B. AiF Projekt 15657N). Für zuverlässige Druckberechnungen im Niederspannungsbereich fehlen jedoch die dafür erforderlichen Eingangsdaten. Hierzu gehören insbesondere der experimentell zu bestimmende Anteil der elektrischen Energie, der zur Aufheizung des Gases und damit zum Druckanstieg in der Schaltanlage führt („kp-Faktor“ in Abhängigkeit von der Gasdichte) sowie Werte für die Lichtbogenstromspannung und den Fehlerstrom. Ursache dafür ist, dass das Verhalten von Lichtbögen in Niederspannungsschaltanlagen schwer vorhersehbar ist, der Unterschied zwischen dem prospektiven Kurzschlussstrom und dem tatsächlich fließenden Fehlerstrom groß ist und viele verschiedene Bauformen existieren.

Eine besondere Herausforderung bei Druckberechnungen stellt die Bestimmung der Druckentwicklung in Schaltanlagegebäuden dar, d. h. die Bestimmung der Belastung von Raumwänden durch Störlichtbögen als Grundlage für die Festlegung der Größe von erforderlichen Druckentlastungsöffnungen in den Räumen.

Dieses ist nur möglich, wenn die Druckbelastung in der Schaltanlage mit hoher Güte bestimmt werden kann.

In diesem Zusammenhang ist insbesondere die Bestimmung des kritischsten Fehlerorts in der Anlage bei Typprüfungen von Bedeutung.

Eine Erhöhung der Sicherheit vor Störlichtbögen kann auch erreicht werden, wenn Fehlerströme bereits in einem möglichst frühen Stadium, in dem das Zerstörungspotential noch gering ist, detektiert und gelöscht werden. Für diesen Zweck kommen beispielsweise optische Schutzlösungen in Kombination mit schnellen Kurzschließern zum Einsatz. Sie erfüllen zwar die Anforderungen hinsichtlich Abschaltgeschwindigkeit, benötigen jedoch eine aufwendige Planung und Installation. Daher soll in einem weiteren Schwerpunkt des Vorhabens das Zeitverhalten von Fehlern zur Ermöglichung einer genaueren und verlässlichen Entscheidungsgrundlage für die Auswahl und Auslegung von Schutzsystemen untersucht werden und bisher übliche Abschätzungen zum Einfluss des Lichtbogens auf den Fehlerstrom über Korrekturfaktoren hinterfragt werden.

Zum Zeitbereichsverhalten von Lichtbögen gibt es insbesondere in den ersten Millisekunden der Lichtbogenzündung bislang nur wenige verlässliche Daten. Dieses beruht vor allem auf dem diversitären Fehlerverhalten in der Niederspannungsebene, unter anderem aufgrund der Vielzahl von Anlagenbauformen. Die Kenntnis über das Zeitverhalten von Fehlern ist aber für den sicheren Netzbetrieb und eine zuverlässige und selektive Lichtbogenerfassung sowie Schutzauslösung notwendig.

Mit der zunehmenden Umsetzung der Energiewende, der Einbindung einer Vielzahl von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA), besonders wechselrichtergekoppelter Anlagen (Photovoltaik) in das Niederspannungsnetz und den damit veränderten Kurzschlussströmen, gewinnt die Kenntnis der Stromverläufe bei Fehlern für den sicheren, schnellen und selektiven Personen- und Anlagenschutz an Bedeutung. Eine Beeinflussung des Kurzschlussstroms durch einen Lichtbogenfehler kann insbesondere in Netzen mit hoher Einspeiseleistung durch DEA bei einem Schutzsystem mit einer Überstrom-Zeit-Charakteristik zu einer verzögerten Abschaltung führen bzw. zu einem kompletten Schutzversagen, wenn der stark reduzierte Kurzschlussstrom nicht mehr als Fehlerstrom erkannt wird.

Im Niederspannungsbereich werden heutzutage preisgünstige NH-Sicherungslösungen als Strangabgangsschutzeinrichtungen verwendet, deren Anwendbarkeit in Netzen mit hoher DEA-Durchdringung in Kombination mit Lichtbogenfehlern zu hinterfragen ist. Bisherige Berechnungsverfahren zur Bestimmung des Fehlerstroms berücksichtigen, wenn überhaupt, Lichtbögen als ohmsche Widerstände. Mit den geplanten Untersuchungen lassen sich die Berechnungsverfahren zur Ermittlung der Fehlerströme verbessern, um diejenigen Netze identifizieren zu können, bei denen eine Veränderung des Schutzsystems aufgrund hoher DEA-Einspeiseleistung notwendig oder zu empfehlen ist. Damit wird ebenfalls die Wahl eines möglichst kosteneffizienten Systems zum Störlichtbogenschutz angestrebt.

Die Kenntnis der Höhe des Fehlerstroms bei einem Lichtbogenfehler ist darüber hinaus auch als Eingangsgröße für Druckberechnungen im Störlichtbogenfall erforderlich.

Mit dem Projekt ist zum einen geplant, die Sicherheit in Niederspannungsanlagen bei Störlichtbogenereignissen zu erhöhen und zum anderen, wenn man mit ihnen rechnet, zuverlässige Druckberechnungen zur Auslegung von Druckentlastungsmaßnahmen in Schaltanlagen und Schaltanlagegebäuden zu ermöglichen. Damit soll neuen Herausforderungen an den Schutz und die Sicherheit beim Auftreten von Störlichtbögen in NS-Anlagen begegnet werden.

## ENSURE – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

BMBF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.09.2016 – 31.12.2019

*Das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderte Projekt ENSURE ist Bestandteil der Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“ in der gemeinsam von Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft technologische und wirtschaftliche Lösungen für den Umbau des Energiesystems entwickelt wurden.*

*Die FGH hat in Zusammenarbeit mit 22 weiteren namhaften Verbundpartnern daran teil, dass ENSURE einen substantiellen Beitrag zu einer Optimierung des zukünftigen Energiesystems geleistet.*

### Rückblick

In den Jahresberichten aus den Vorjahren (2016, 2017 und 2018) wurden bereits Teile der Arbeiten in ENSURE vorgestellt – für die Motivation und Forschungsziele in ENSURE sei daher auf diese verwiesen – wie z.B. die von der FGH in Zusammenarbeit mit verschiedenen Partnern in ENSURE eingebrachte Definition für dezentrale Strukturen (DS) [1] sowie die Grundzüge der entwickelten Methoden für die Berechnung von Fahrplan und Flexibilitätsband von DS sowie zur Bestimmung des Bedarfs an *Frequency Restoration Reserve* (FRR) im Netz mit DS und der Vorhaltung von FRR in DS [2].

Im Jahr 2019 wurden die entwickelten Methoden optimiert und die im Jahresbericht 2018 vorgestellten ersten exemplarischen Ergebnisse um weitere Untersuchungen ergänzt. Die Arbeiten im Cluster 3 wurden so erfolgreich zum Abschluss gebracht. Im Folgenden werden daher zunächst die entwickelten Methoden nochmals komprimiert vorgestellt (getrennt nach Fahrplan und Flexibilitätsband von DS sowie Einfluss von DS auf die FRR), für eine ausführliche Darstellung sei auf den Projektabschlussbericht verwiesen, der etwa Mitte des Jahres 2020 veröffentlicht wird. Der Fokus soll hier für Cluster 3 auf der Vorstellung der Ergebnisse der beiden Schwerpunkte der FGH liegen.

### Cluster 3 – Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband von DS

Die schon in [1, 2] vorgestellten Arbeiten sind in ein bereits bestehendes Verfahren [3] zur Zuverlässigkeitsberechnung integriert worden. Dazu mussten sowohl bestehende Verfahrensbausteine erweitert (Integration der Ausfallmodelle für EE-Anlagen [4]) werden, als auch neue Bausteine (Berechnung von Fahrplan und Flexibilitätsband, s. [2]) hinzugefügt werden. Des Weiteren wurden neue Bewertungskenngrößen [5] entwickelt, deren Berechnung ebenfalls in das Verfahren integriert wurde.

### Verfahren zur Bewertung der Zuverlässigkeit

Das Verfahren zur Bewertung der Zuverlässigkeit basiert auf einem in der Praxis bewährten probabilistisch-analytischen Ansatz zur Zuverlässigkeitsberechnung [3]. Zur Bewertung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband wurde dieses Verfahren im Rahmen von ENSURE erweitert. Der Ablauf des Verfahrens sowie die nachfolgend beschriebenen Erweiterungen sind in Bild 1 dargestellt.

Das Verfahren zur Zuverlässigkeitsberechnung besteht aus vier Bausteinen, bei denen entweder bereits vorhandene Verfahrensschritte erweitert oder neue Verfahrensschritte hinzugefügt wurden. Zunächst wurden die *Eingangsdaten* um die Ausfall- und Reparaturraten der Netznutzer erweitert. Im Baustein *Definition der Fehlerszenarien* wurde die Beschreibung der Ausfälle von Netznutzern ergänzt, sodass diese bei der *Fehlereffektanalyse (FMEA)* ebenfalls simuliert werden können. Die Ermittlung des Fahrplanwertes und des Flexibilitätsbandes wird mittels eines Verfahrens zur Lastflussoptimierung (LFO) auf Basis von [6] durchgeführt. Dieses muss ebenfalls in die *FMEA* integriert werden, da dort sowohl nach der Schutz- auslösung, als auch während der Simulation der Wiederversorgung, der Fahrplan und das Flexibilitätsband ermittelt werden müssen. Den letzten Baustein bildet die Ergebnisauswertung, die um die neuen Bewertungskenngrößen erweitert wurde. Die FMEA und die Ergebnisauswertung kann dabei für mehrere

Zeitpunkte, die sogenannten Netznutzungsfälle (NNF) durchgeführt werden. Die Ermittlung des Fahrplans und Flexibilitätsbandes sowie der Zuverlässigkeit dieser werden im Folgenden kurz vorgestellt.

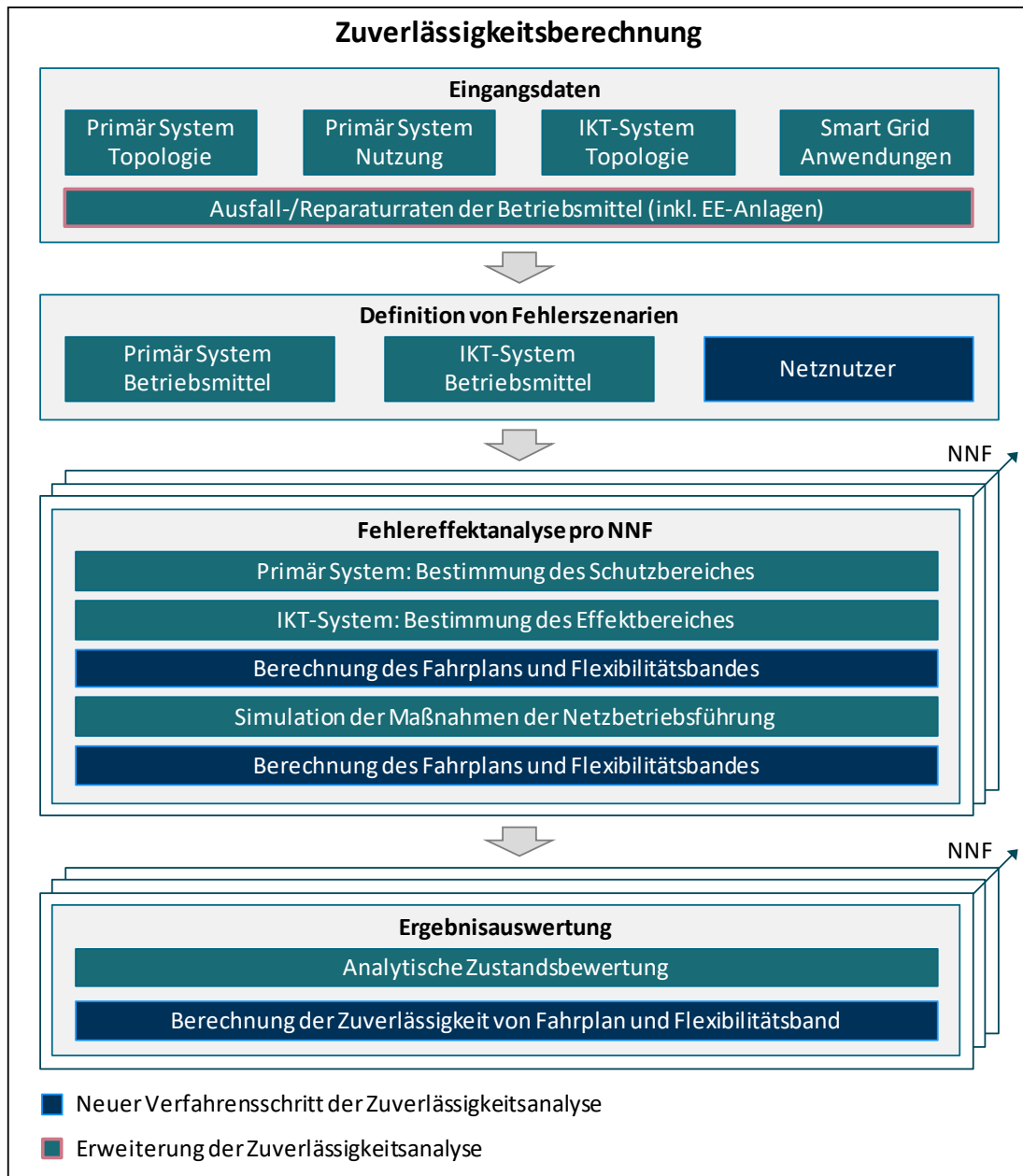


Bild 1 Verfahren zur Bewertung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband

#### Ermittlung von Fahrplan und Flexibilitätsband

Zunächst wird das Flexibilitätspotential aller Netznutzer bestimmt (Einspeisungen, Lasten). Da bei der Ermittlung des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes an der Schnittstelle zum überlagerten Netz die Netzrestriktionen sowie betriebliche Maßnahmen (z.B. Engpassmanagement) berücksichtigt werden, kann das Flexibilitätspotential der Netznutzer nicht einfach aufsummiert werden. Das Verfahren zur LFO basiert auf dem in [6] entwickelten Verfahren und wurde zur Anwendung in Verteilnetzen angepasst. Die LFO muss in jedem Schritt dreimal mit jeweils unterschiedlicher Parametrierung angewendet werden. Zunächst wird der Fahrplan ermittelt, danach das positive Flexibilitätspotential und abschließend das negative Flexibilitätspotential.

### Berechnung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband

Zur Berechnung der neuen Bewertungskenngrößen werden innerhalb der FMEA die Abweichung des Fahrplans sowie das max. positive und negative Flexibilitätspotential nach Schutzauslösung und nach der Simulation der Maßnahmen der Netzbetriebsführung ermittelt. Anschließend wird die Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband basierend auf der analytischen Zustandsbewertung berechnet. Dabei handelt es sich um eine relative Häufigkeitsverteilung für den Fahrplan und eine kumulierte Häufigkeitsverteilung für das Flexibilitätsband.

### Exemplarische Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung

Für die exemplarischen Untersuchungen wurde auf ca. 4000 synthetisch generierte MS-Verteilnetze auf Basis von [7] zurückgegriffen. Da die Berechnung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband für alle Netze aus Rechenzeitgründen nicht möglich ist, musste die Anzahl der zu betrachtenden Netze im nächsten Schritt reduziert werden. Dazu wurde auf Ergebnisse zur Clusterung von Versorgungsaufgaben aus [8] zurückgegriffen. Auf Basis der ermittelten Parameter für die neun in [8] ermittelten Versorgungscluster wurden die ca. 4000 synthetischen MS-Verteilnetze in die Cluster eingeteilt. Anschließend wurden einzelne repräsentative Netze in unterschiedlicher geographischer Lage ausgewählt, um die unterschiedlichen Regionen Deutschlands berücksichtigen zu können. Für die Regionen, in denen die Netze liegen, wurden jeweils auf Basis von Wetterdaten (Windgeschwindigkeit und Solarstrahlung) und Daten aus dem Anlagenregister zur installierten Leistung von EE-Anlagen, synthetische Zeitreihen für Last- und Einspeisung generiert. Diese wurden auf die installierte Leistung in den betrachteten Netzen skaliert, sodass realitätsnahe Last- und Einspeiseszenarien simuliert werden konnten.

*Tabelle 1 Übersicht über die Versorgungscluster zur Kategorisierung von DS*

Cluster Nummer	Anteil aller Cluster	Cluster Zentren		Bevölkerungsdichte (für Klassifizierung nach Klassen A-D) [E/km <sup>2</sup> ]	Beschreibung
		PV [kW/km <sup>2</sup> ]	Wind [kW/km <sup>2</sup> ]		
Cluster 1	0.8%	1214	3898	251	Hohe PV Leistung, geringe Last, (Klasse A)
Cluster 2	47.0%	228	112	203	Geringe EE Leistung, geringe Last, (Klasse A)
Cluster 3	1.4%	2239	439	361	Hohe Wind Leistung, geringe Last, (Klasse A)
Cluster 4	6.0%	540	1125	234	Moderate PV Leistung, geringe Last, (Klasse A)
Cluster 5	14.1%	742	150	290	Moderate Wind Leistung, geringe Last, (Klasse A)
Cluster 6	13.5%	587	138	1153	Moderate EE Leistung, moderate Last, (Klasse B)
Cluster 7	2.0%	1779	1151	1205	Hohe Wind Leistung, moderate Last, (Klasse B)
Cluster 8	5.8%	486	33	2445	Moderate PV Leistung, hohe Last, (Klasse C)
Cluster 9	9.3%	522	18	7164	Moderate PV Leistung, sehr hohe Last, (Klasse D)

Für die nun folgenden Auswertungen wurden die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung für das Cluster 2 (geringe EE-Leistung und geringe Last) betrachtet, da dieses Cluster nach dem Clustering die meisten Netze repräsentiert (Tabelle 1). Dabei wird zunächst der ermittelte Fahrplan und das Flexibilitätsband vorgestellt, anschließend wird die Zuverlässigkeit des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes sowie die Auswirkungen der Netznutzung, als auch der unterschiedlichen Technologien auf die Zuverlässigkeit untersucht. Verwendet werden hier die bereits in [2] vorgestellten Zuverlässigkeitskenndaten.

### Ermittlung von Fahrplan und Flexibilitätsband

Die Berechnung von Fahrplan und Flexibilitätsband erfolgt für einen exemplarischen Tag. Die kumulierten Zeitreihen der Einspeisungen von WEA, PV-Anlagen sowie der Lasten sind in Bild 2 dargestellt.



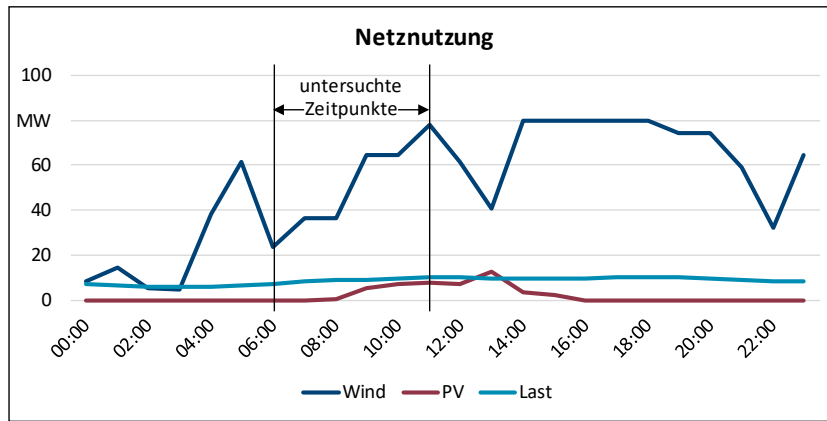


Bild 2 Netznutzung des untersuchten Netzes für einen exemplarischen Tag

Grundsätzlich zeichnet sich der Tag durch eine hohe Einspeisung durch WEA aus. Zur Mittagszeit gibt es eine vergleichsweise geringe Einspeisung durch PV-Anlagen, die Last ist relativ konstant. Der Fahrplan (türkis) und das Flexibilitätsband (rot), die sich jeweils aus den Zeitreihen ergeben, sind in Bild 3 dargestellt.

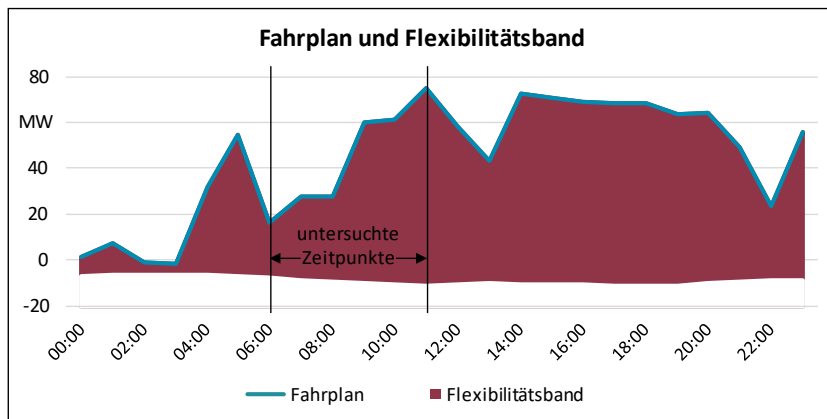


Bild 3 Fahrplan und Flexibilitätsband des untersuchten Netzes für einen exemplarischen Tag

Die Berechnung des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes erfolgt unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen sowie ggf. notwendiger Engpassmanagementmaßnahmen. Da der Fokus bei der Berechnung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband auf der Berücksichtigung von EE-Anlagen liegt, ist lediglich ein negatives Flexibilitätsband vorhanden. Dieses setzt sich aus der möglichen Abregelung von WEA und PV-Anlagen zusammen und wird von den WEA dominiert.

Für die weiteren Untersuchungen zur Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband wurden zwei Stunden (06:00 Uhr und 11:00 Uhr) ausgewählt. Dabei zeichnet sich der Zeitpunkt 06:00 Uhr durch eine vergleichsweise geringe Einspeisung der WEA und keine Einspeisung der PV-Anlagen aus. Dies führt zu einem Fahrplanwert von 16.02 MW und einem max. negativen Flexibilitätspotential von 23.60 MW. Zum Zeitpunkt 11:00 Uhr beträgt der Fahrplanwert 74.62 MW und das max. negative Flexibilitätspotential 85.77 MW.

#### Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband (Einfluss der Netznutzung)

Nach der Berechnung des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes wurde die Zuverlässigkeit mittels des oben vorgestellten Verfahrens ermittelt. Aus Platzgründen werden hier nur die Ergebnisse für die Stunde 11:00 Uhr, mit der wesentlich höheren Einspeisung durch EE-Anlagen, vorgestellt (6:00 Uhr Ergebnisse und weitere Untersuchungen siehe Projektabschlussbericht). Die Abweichung des Fahrplans ist in Bild 4 dargestellt.



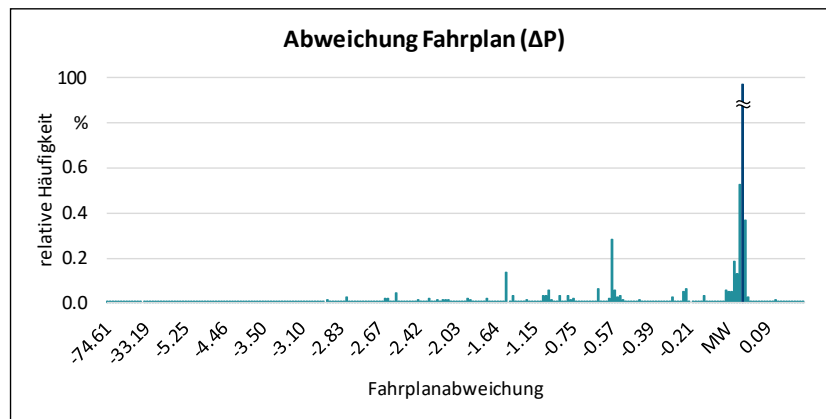


Bild 4 Zuverlässigkeit des Fahrplans (11:00 Uhr)

Die Zuverlässigkeit des Fahrplans liegt bei 97.00 % und ist somit etwas geringer als die Zuverlässigkeit des Zeitpunktes 06:00 Uhr (hier nicht dargestellt). Die geringere Zuverlässigkeit lässt sich auf die nun einspeisenden PV-Anlagen zurückführen, die zum Zeitpunkt 06:00 Uhr noch außer Betrieb waren und somit keinen Einfluss auf die Zuverlässigkeit hatten. Außerdem ist die Höhe der maximalen negativen Abweichung aufgrund des höheren Fahrplanwertes ebenfalls größer. Zum Zeitpunkt 11:00 Uhr beträgt die maximale negative Abweichung 34.49 MW bzw. 46.23 %. Damit ist die Abweichung verhältnismäßig zwar geringer, absolut gesehen jedoch wesentlich höher als zum Zeitpunkt 06:00 Uhr. Somit lässt sich sagen, dass die Anzahl der aktuell einspeisenden EE-Anlagen einen Einfluss auf Höhe der Zuverlässigkeit hat und die Höhe der eingespeisten Leistung auf die max. negative Abweichung des Fahrplanwertes.

In Bild 5 wird das maximale negative Flexibilitätspotential des Zeitpunktes 11:00 Uhr gezeigt.

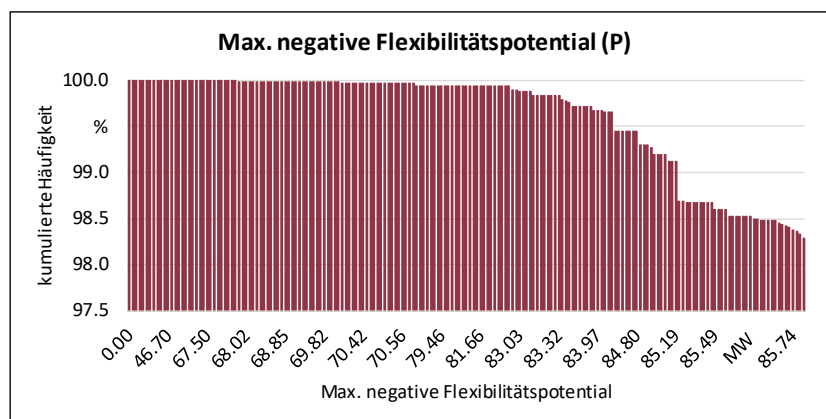


Bild 5 Zuverlässigkeit des max. negativen Flexibilitätspotentials (11:00 Uhr)

Die Zuverlässigkeit des maximalen negativen Flexibilitätspotentials von 85.77 MW beträgt 98.28 % und ist somit um 0.26 % geringer. Dies lässt sich ebenfalls auf die sich nun im Betrieb befindlichen PV-Anlagen zurückführen. Das minimal zur Verfügung stehende negative Flexibilitätspotential beträgt 45.59 MW bzw. 53.15 %. Auch wenn die Abweichung vom max. negativen Flexibilitätspotential nur ca. 0.5 % geringer ist, ist auch hier aufgrund der hohen Einspeisung durch EE-Anlagen die absolute Abweichung wesentlich höher.

Zusammenfassend lassen sich bei der Betrachtung der Auswirkung unterschiedlicher Netznutzungen auf die Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband zwei Erkenntnisse festhalten. Zum einen sinkt die Zuverlässigkeit mit der Anzahl sich im Betrieb befindlicher EE-Anlagen, da der Ausfall dieser nur dann Auswirkungen hat, wenn sie Energie ins Netz einspeisen. Zum anderen steigt die max. Abweichung sowohl beim Fahrplanwert, als auch beim max. negativen Flexibilitätspotential mit der Höhe der eingespeisten Energie durch EE-Anlagen.

### Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband (Einfluss EE-Anlagen)

Im Folgenden werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Technologien auf die Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband untersucht. Da in [3] bereits die Auswirkungen von IKT auf die Zuverlässigkeit von Verteilnetzen untersucht wurde, soll nun die Auswirkung der Berücksichtigung von EE-Anlagen näher betrachtet werden. Dazu wird bei der Ursache der Abweichung zwischen Fehlern der EE-Anlagen und Einfachfehlern des Primär- sowie IKT-Systems unterschieden. In Bild 6 ist erneut die Abweichung des Fahrplans für den Zeitpunkt 11:00 Uhr dargestellt, diesmal unterteilt in die beschriebenen Kategorien.

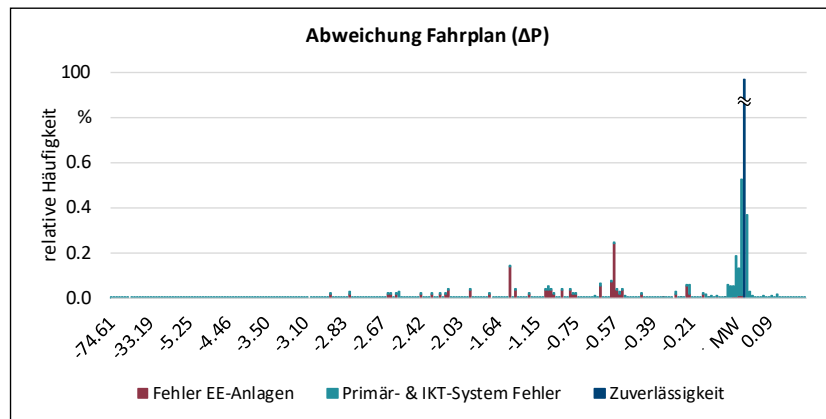


Bild 6 Zuverlässigkeit des Fahrplans unterteilt nach Fehlerkategorien (11:00 Uhr)

In Rot sind die Fehler von EE-Anlagen und in Türkis die Einfachfehler des Primär- und des IKT-Systems dargestellt. Die Fehler der EE-Anlagen tragen 1.25 % zur Unzuverlässigkeit bei und die Einfach- und IKT-Fehler 1.75 %. Somit machen die Fehler in EE-Anlagen mit ca. 42 % einen nicht unerheblichen Anteil der Unzuverlässigkeit aus. Weiterhin zeigt die Verteilung der Fehler, dass die Einfach- und IKT-Fehler zum größten Teil für die Abweichungen unmittelbar um den Fahrplanwert herum sowie für die sehr hohen Abweichungen mit jedoch sehr geringen Wahrscheinlichkeiten verantwortlich sind. Dahingegen sind die Fehler der EE-Anlagen für größere Abweichungen im Bereich 0.5 MW bis 1.5 MW verantwortlich. Dies entspricht dem Bereich der Einspeisung aus jeweils einer EE-Anlage zum Betrachtungszeitpunkt.

In Bild 7 wird erneut die Zuverlässigkeit des maximalen negativen Flexibilitätspotentials ebenfalls unterteilt nach Fehlerkategorien gezeigt.

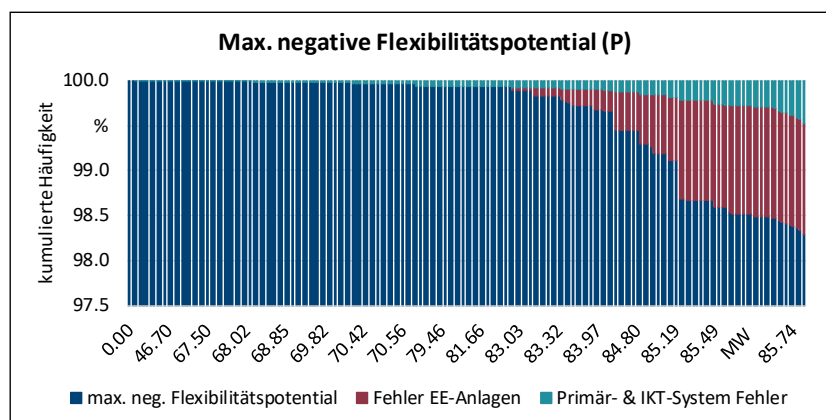


Bild 7 Zuverlässigkeit des max. negativen Flexibilitätspotentials nach Fehlerkategorien (11:00 Uhr)

In Blau ist die Zuverlässigkeit des max. zur Verfügung stehenden negativen Flexibilitätspotentials, in Rot die Unzuverlässigkeit aufgrund Fehler der EE-Anlagen und in Türkis aufgrund der Einfach- und IKT-Fehler

dargestellt. Die Fehler der EE-Anlagen tragen 1.25 % und die Einfach- und IKT-Fehler 0.47 % zur Unzuverlässigkeit bei. Im Gegensatz zur Zuverlässigkeit des Fahrplans haben die Fehler der EE-Anlagen im Vergleich zu den Einfach- und IKT-Fehlern bei der Zuverlässigkeit des maximalen negativen Flexibilitätspotentials mit einem Anteil von ca. 72 % wesentlich größere Auswirkungen. Weiterhin sind die Fehler der EE-Anlagen für die Abweichungen von bis zu ca. 3 MW verantwortlich, wohingegen die Einfach- und IKT-Fehler auch für die größeren Abweichungen mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit verantwortlich sind.

Die Untersuchungen zum Einfluss der EE-Anlagen auf die Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband zeigen, dass die Fehler der EE-Anlagen sowohl beim Fahrplan als auch beim Flexibilitätsband zu einer geringeren Zuverlässigkeit führen. Weiterhin ist zu erkennen, dass vor allem das max. negative Flexibilitätspotential durch die Fehler der EE-Anlagen beeinträchtigt wird und hier die Auswirkungen dieser Fehler größer sind, als die der Einfach- und IKT-Fehler.

### **Cluster 3 – Regelleistungsbedarf im Gesamtsystem unter Berücksichtigung von DS**

Die beschriebenen aktuellen Entwicklungen in der Energieversorgung führen zu einer Verschiebung von Erzeugung und Verbrauch sowie daraus resultierender Flexibilitätspotentiale in DS [9]. Aus Gesamtsystem-sicht sind daher zukünftig diese DS (Definition s. [1]) auch bei der Bestimmung von Regelleistungsbedarf zu berücksichtigen [2]. Eine DS ist dabei über ihren Fahrplan und ihre mögliche Spannweite zur Flexibilitätsbereitstellung (Flexibilitätsband) beschreibbar.

Wie der Fahrplan und das Flexibilitätsband der betrachteten DS als Prognose in Abhängigkeit von der Last-/Einspeisesituation ermittelt wird, wurde oben bereits beschrieben. Dabei wurden insbesondere Prognoseunsicherheiten (z.B. Ausfall von Erzeugungsanlagen, Ausfall von IKT für das Fahrplanmanagement oder die Flexibilitätssteuerung) berücksichtigt. Es wurde auch ermittelt, welche Unsicherheiten sich auf die Zuverlässigkeit des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes auswirken können. Die resultierenden Ergebnisse der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband werden im Folgenden bei der Bewertung des Einflusses von DS auf den FRR-Bedarf, neben den im aktuellen Prozess bereits berücksichtigten Einflüssen, untersucht. Das dafür gewählte Vorgehen soll im nachfolgenden Abschnitt erläutert werden. Darüber hinaus wird auf Einfluss der DS (durch die Verlagerung von Flexibilitätspotenzialen in die DS) auf die Bereitstellung von Regelleistung eingegangen.

#### **Dynamische Bestimmung des Regelleistungsbedarfs unter Berücksichtigung des Einflusses der Fahrplan-Zuverlässigkeit von DS**

Zum Ausgleich von Bilanzabweichungen ist für einen sicheren Netzbetrieb der Einsatz von Regelreserve notwendig. Diese ist durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vorzuhalten. Die Bestimmung der vorzuhaltenden Regelleistung, der „Regelleistungsbedarf“, wird dabei von jedem ÜNB unabhängig gehandhabt. In Deutschland wurde ein probabilistisch-statistischer Ansatz verwendet [10]. In der Vergangenheit wurden Bilanzabweichungen hauptsächlich durch Kraftwerksausfälle und Lastprognosefehler sowie zunehmend auch durch die Erzeugungsprognose der EE verursacht. Die bisherige Vorgehensweise in Deutschland war ausreichend. Aufgrund der strukturellen Veränderungen im Energieversorgungssystem gewinnt der Prognosefehler der Einspeisung aus EE für die Aufrechterhaltung der Leistungsbilanz zunehmend an Bedeutung. Aktuelle Entwicklungen und Forschungen zielen daher darauf ab den Bedarf dynamisch zu ermitteln [11]. So wird seit Dezember 2019 ein dynamisches Verfahren zur Ermittlung des Regelleistungsbedarfs in Deutschland eingesetzt [12, 13, 14]. Da die volatile Einspeisung aus EE sowie deren Prognosefehler auch in Zukunft ein wesentlicher Faktor bei der Bestimmung des Regelleistungsbedarfs sein werden, basiert das vorgestellte (weiter-)entwickelte dynamische Verfahren im Wesentlichen auf den Arbeiten von [12] und vor allem auf [14].

Der Fokus der Betrachtungen liegt im Folgenden auf den verschiedenen Faktoren die das Bilanzgleichgewicht bzw. Abweichungen vom Bilanzgleichgewicht beeinflussen, und hier insbesondere auf dem Einfluss der oben beschriebenen DS bzw. des Prognosefehlers des Fahrplans der DS auf die FRR. Bild 8 zeigt zunächst einen Überblick über das verwendete Verfahren.

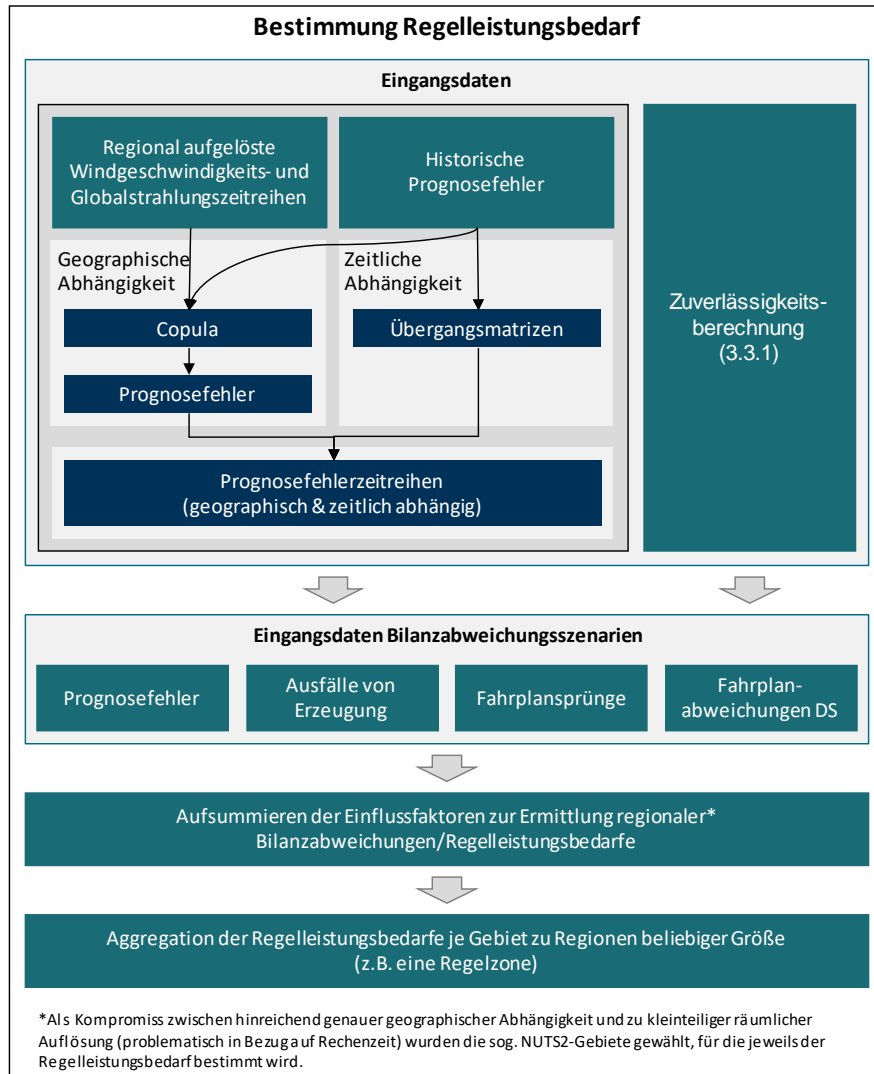


Bild 8 Übersicht zum Vorgehen bei der Bestimmung des Regelleistungsbedarfs

Das Verfahren dimensioniert den FRR-Bedarf für vorgegebene Zeiträume dynamisch und situationsbedingt, wobei zeitliche und stochastische Abhängigkeiten der einzelnen Einflussgrößen auf den FRR-Bedarf mit abgebildet werden. In Summe werden dabei Kraftwerksausfälle bzw. Ausfälle von Erzeugungsanlagen, Fahrplansprünge von Erzeugungsanlagen, Prognosefehler von Last- und Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sowie die bislang nicht betrachteten Fahrplanabweichungen von DS berücksichtigt.

Auf die Vorgehensweise der Bestimmung des FRR-Bedarfs für ein bestimmtes Zeitintervall wurde bereits in [2] näher eingegangen. Eine Betrachtung der Einflussgrößen Prognosefehler EE und Last, Ausfälle von Erzeugungsanlagen und Fahrplansprünge ist in [12] zu finden, sodass im Folgenden der Fokus auf dem neuen Einflussfaktor „Fahrplanabweichungen von DS“ liegt.

#### Fahrplanabweichungen von DS

Als neuer Einflussfaktor werden Fahrplanabweichungen von DS bei der Erstellung von Bilanzabweichungsszenarien berücksichtigt. Zu diesem Zweck muss die aus der Fahrplanabweichung der DS resultierende

Bilanzabweichung für jeden Zeitpunkt in allen erstellten Bilanzabweichungsszenarien bestimmt werden. In der oben beschriebenen Zuverlässigkeitsberechnung werden für jeden Zeitpunkt auch die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Fahrplanabweichungen für die einzelnen DS bestimmt. Aus diesen Wahrscheinlichkeitsverteilungen kann dann mit einer Quantilsbestimmung der Leistungswert der resultierenden Bilanzabweichung mit einer gegebenen Wahrscheinlichkeit bestimmt werden. Diese Bilanzabweichung wird zu den resultierenden Bilanzabweichungen der anderen Einflussparameter addiert und geht in die Generierung der FRR-Bedarfszeitreihe für jeden Knoten ein. Die hier zu berücksichtigende Bilanzabweichung von DS resultiert nur aus Fehlern im Primär- und ICT-Netz. Fehler aus EE-Anlagen werden für jeden Netzknoten separat berücksichtigt.

Wie im Abschnitt Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband von DS bereits erklärt, werden die DS verschiedenen Clustern (Tabelle 1) zugeordnet. Bei der Zuordnung der DS zu den Clustern ist dabei zu berücksichtigen, dass die Clusterbildung individuell für eine große Anzahl von realen Mittelspannungsnetzen (MS-Netze) durchgeführt wurde, die betrachteten DS jedoch jeweils mehrere dieser MS-Netze in einem einzigen Hochspannungsnetz (HS-Netz) darstellen. Das HS-Netz selbst wird als 100 % zuverlässig angenommen, da die Zuverlässigkeit hauptsächlich durch die MS-Netze bestimmt wird [13]. Es hat daher keinen Einfluss auf die Zuverlässigkeit des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes und wird nicht weiter untersucht. Bild 9 zeigt die Zuordnung der oben beschriebenen synthetischen Netze und der DS zu den Versorgungsclustern.

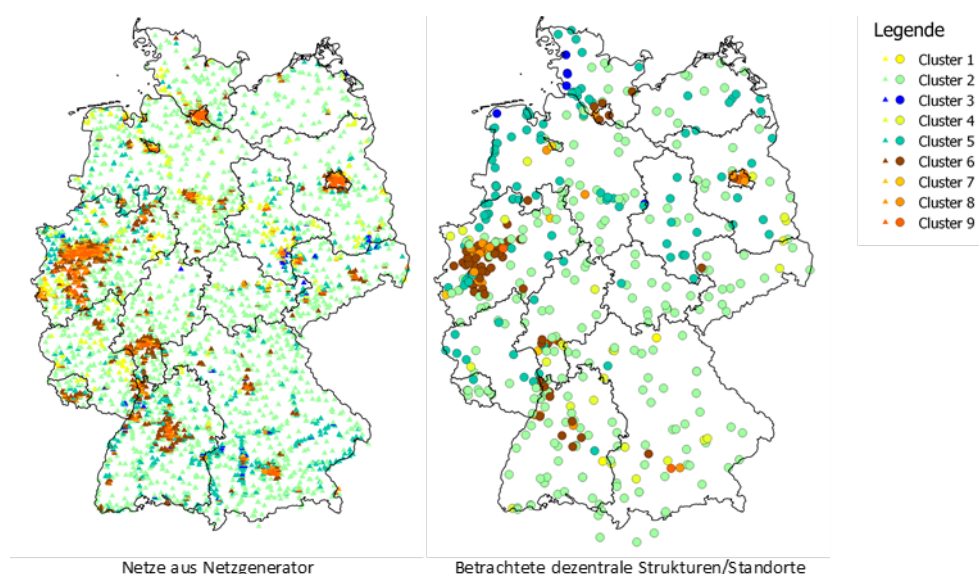


Bild 9 Zuordnung der synthetischen Netze und der DS/Standorte zu den Versorgungsclustern

### Regelleistungserbringung aus DS

Wie oben erwähnt, wird die derzeitige Annahme einer 100%igen Verfügbarkeit für die Bereitstellung von Regelleistung (aus DS) in Zukunft nicht mehr gültig sein [13]. Daher muss bei der Bereitstellung sowie Ausschreibung von FRR sichergestellt werden, dass die FRR redundant bereitgestellt wird. Eine vollständig redundante Bereitstellung scheint aufgrund der erforderlichen sehr hohen Zuverlässigkeit aber nicht sonderlich sinnvoll zu sein. Darüber hinaus erfordert die Bereitstellung von Backup-Reserve in unterlagerten Netzen zusätzliche Übertragungskapazität.

Die Verteilung der FRR auf möglichst viele FRR-Anbieter (DS) reduziert das nicht verfügbare Flexibilitätspotenzial für FRR im Falle eines einfachen Ausfalls. Die Verteilung hängt jedoch von den jeweiligen Potenzialen in den DS ab, die wiederum von deren Standort und Ausgestaltung abhängen. Daher müssen



immer alle DS einer Region, für die die FRR bereitgestellt oder der FRR-Bedarf ermittelt werden soll, gemeinsam betrachtet werden. Die zusätzlich zum dimensionierten Bedarf zu liefernde Regelleistungsreserve (Backup-Reserve) wird dann auf der Grundlage der Reserve bestimmt, die zur Kompensation eines einfachen Ausfalls (einer DS) bereitzustellen ist.

Neben dem Einfluss auf die Bestimmung des FRR-Bedarfs hat die Zuverlässigkeit der DS bzw. die Zuverlässigkeit des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes somit auch einen Einfluss auf die FRR-Bereitstellung. Da es keine 100%ige Zuverlässigkeit mehr gibt, muss auch die Zuverlässigkeit des Zeitplans und des Flexibilitätsbandes bei der Bereitstellung von FRR berücksichtigt werden. Eine Option ist es, die begrenzte Zuverlässigkeit der FRR-Bereitstellung bereits bei der Dimensionierung zu berücksichtigen, anstatt von jedem FRR-Anbieter eine 100%ige Zuverlässigkeit zu fordern. Dies führt zu veränderten Anforderungen an die FRR-Beschaffung und damit zu einem Anpassungsbedarf im zukünftigen Verfahren der FRR-Beschaffung. Zu diesem Zweck wurde im Rahmen des entwickelten Verfahrens zur Berücksichtigung von Flexibilitäten der DS bei FRR-Dimensionierung (s. o.) eine Methode entwickelt, die die Zuverlässigkeit des Flexibilitätspotentials bei der Dimensionierung der vorzuhaltenden FRR berücksichtigt. Berechnungen zeigen, dass die tatsächliche Unsicherheit der DS nicht vernachlässigbar ist, sodass die Berücksichtigung der Zuverlässigkeit der DS notwendig wird [4]. Untersuchungen zufolge ist daher eine insgesamt höhere Vorhaltung durch die DS notwendig, um die Unsicherheiten bei der Bereitstellung von Flexibilität auszugleichen. Das grundlegende Verfahren zur Bestimmung der FRR-Vorhaltung (inkl. Backup-Reserve) wurde in [2] bereits, anhand eines einfachen Beispiels, beschrieben.

#### **Exemplarische Ergebnisse - Regelleistungsbedarf**

Für die folgenden Ergebnisse wurde eine beispielhafte Woche mit viel Wind in der Wochenmitte, hoher Last und relativ geringer PV-Einspeisung betrachtet (Bild 10 oben).

Bild 10 unten zeigt zum einen den mit der oben beschriebenen Methode dimensionierten FRR-Bedarf ohne Berücksichtigung der DS für den positiven Bedarf (violette Kurve) sowie für den negativen Bedarf (braune Kurve). Mit Ausnahme eines Zeitpunkts ist der dimensionierte Bedarf immer höher als der tatsächliche Bedarf (positiv: grüne durchgezogene Linie, negativ: rote durchgezogene Linie) für diesen Zeitraum. Das Verfahren ist daher grundsätzlich geeignet, den FRR-Bedarf zu ermitteln. Die einmalige Überschreitung des dimensionierten Bedarfs durch den tatsächlichen Bedarf ist im Sinne der probabilistischen Bedarfsermittlung akzeptabel. Daneben zeigt die Grafik auch den mit dem Verfahren dimensionierten FRR-Bedarf unter Berücksichtigung des Einflusses der DS (blaue (positive) und gelbe (negative) Kurve). Es ist zu erkennen, dass bei negativem Bedarf der dimensionierte Bedarf nur geringfügig höher ist als ohne Berücksichtigung der DS. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Abweichungen im Fahrplan in positiver Richtung (mehr Einspeisung aus den DS in das überlagerte Netz, was nur im Falle eines primären Netzfehlers und dem damit verbundenen Lastverlust möglich wäre) gering sind und nur mit geringer Wahrscheinlichkeit auftreten, da nur Netzfehler (Primär- und IKT) berücksichtigt wurden [4]. Abweichungen in negativer Richtung (negative Abweichungen im Fahrplan bedeuten einen höheren positiven FRR-Bedarf), insbesondere durch den Erzeugungsverlust, sind wesentlich ausgeprägter und nehmen in Menge und Wahrscheinlichkeit mit der Höhe der Einspeisung aus EE zu. Durch die explizite Berücksichtigung des Einflussfaktors der DS, der bisher bei der dynamischen Ermittlung des FRR-Bedarfs nicht berücksichtigt wurde, wird nun auch ausreichend FRR-Bedarf zu dem oben genannten Zeitpunkt ermittelt.

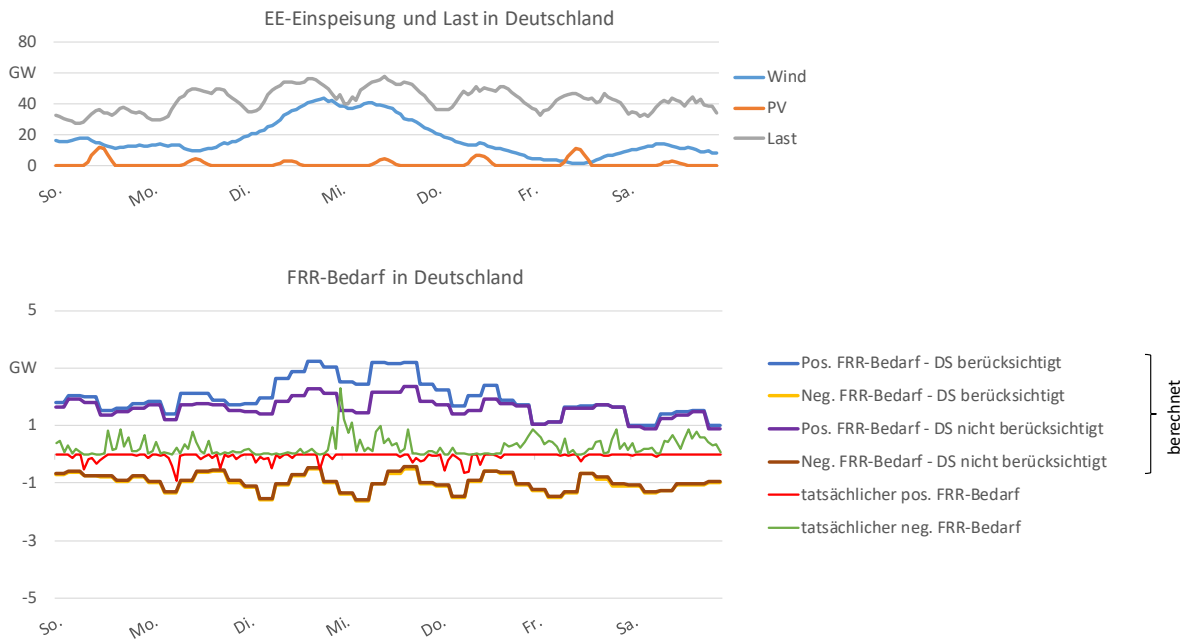


Bild 10 Last- und Einspeisung in exemplarischer Woche sowie FRR-Bedarf und -Vorhaltung

Neben der Betrachtung des FRR-Bedarfs für Deutschland insgesamt wurde auch der FRR-Bedarf für einzelne NUTS2-Regionen näher untersucht, um auf die Regionalität der einzelnen Einflussfaktoren schließen zu können (Bild 11). Für den positiven FRR-Bedarf zeigt die Beobachtung einer ausgewählten Mittagsstunde (13:00 Uhr) aus der Beispielwoche, dass der FRR-Bedarf im nördlichen Teil Deutschlands hauptsächlich durch Prognosefehler der Windeinspeisung getrieben wird, während im südlichen Teil Deutschlands der Lastprognosefehler (in Gebieten mit viel Industrie, z.B. Ruhrgebiet, Rhein-Main-Gebiet) und der Prognosefehler der PV-Einspeisung die Haupttreiber sind. Hinsichtlich des Anteils der konventionellen Erzeugung kann man erkennen, wo der Schwerpunkt der aktuellen Erzeugung aus Kraftwerken liegt (z.B. Ruhrgebiet, Lausitz).

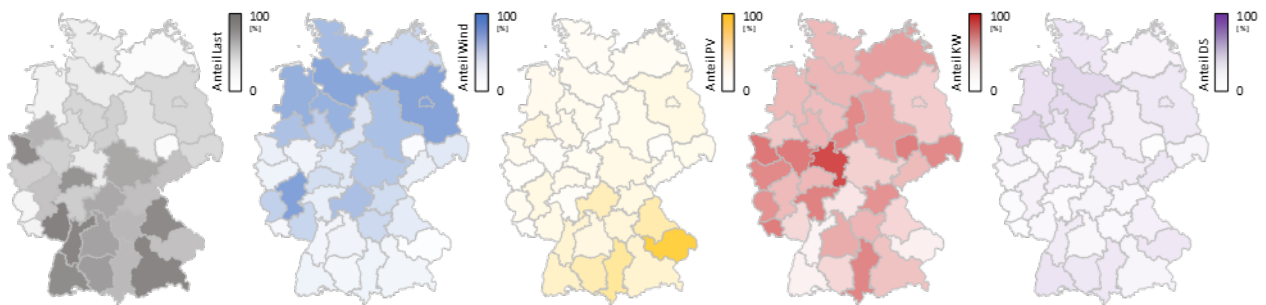


Bild 11 Aufteilung des FRR-Bedarfs nach den verschiedenen Einflussfaktoren für eine exemplarische Stunde

Der Einfluss der DS ist bei positivem FRR-Bedarf relativ gering; dies ist zum Teil darauf zurückzuführen, dass der Prognosefehler der EE-Erzeugung noch nicht in den Prognosefehler des Fahrplans der DS eingeflossen ist [4]. Wenn der Prognosefehler aus EE in die Fahrplanabweichungen der DS integriert wird, kann auch der Anteil des Wind- und PV-Prognosefehlers, der zuvor getrennt ausgewiesen wurde, in den Anteil der DS integriert werden.



### Exemplarische Ergebnisse - Regelleistungsvorhaltung

Im Folgenden wird die Bereitstellung von FRR in den DS näher untersucht. Dazu werden die bereits im vorherigen Abschnitt untersuchte exemplarische Woche und die exemplarische Mittagsstunde (13:00 Uhr) betrachtet. Bild 12 zeigt den Verlauf des verfügbaren negativen Flexibilitätspotenzials für verschiedene Zuverlässigkeitsstufen, aggregiert für Deutschland in der Beispielwoche, berechnet aus den Ergebnissen der Zuverlässigkeitsberechnung [4].

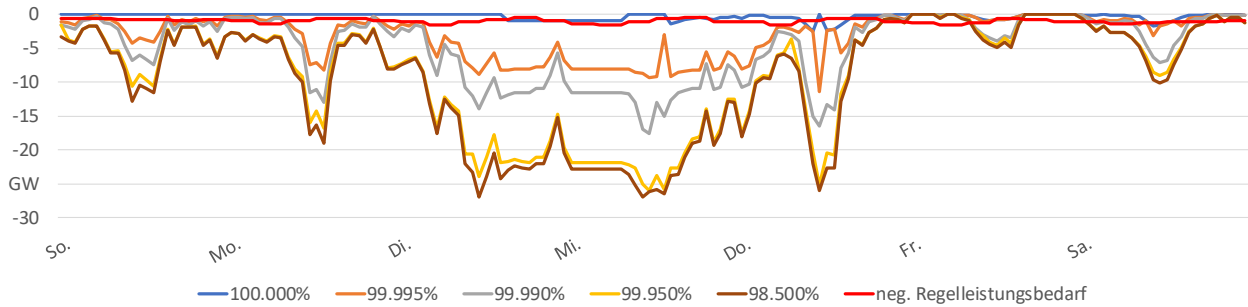


Bild 12 Verlauf des neg. Flexibilitätspotenzials für DE und verschiedene Zuverlässigkeitsniveaus

Es ist deutlich sichtbar, dass es nur sehr wenige Zeitpunkte gibt, an denen das Flexibilitätspotenzial zu 100 % zuverlässig verfügbar ist. Wird dagegen eine gewisse Unzuverlässigkeit in Kauf genommen, so ist das verfügbare Flexibilitätspotenzial schon bei geringen Zuverlässigkeitsverlusten deutlich höher. In vielen Zeitpunkten reicht dann das verfügbare Flexibilitätspotenzial von DS aus, um den FRR-Bedarf zu decken (Bild 12). Dieser aggregierende Ansatz entspricht dem tatsächlichen Verfahren zur Ermittlung des FRR-Bedarfs bzw. zur Bereitstellung von FRR im Netzregelverbund der ÜNB. FRR wird für verschiedene Regionen gemeinsam dimensioniert und vorgehalten, um eine gegenläufige Bereitstellung von FRR zu vermeiden [13].

Es ist jedoch auch zu beachten, dass das verfügbare Flexibilitätspotenzial der DS allein zu manchen Zeitpunkten nicht ausreicht, um den Bedarf an FRR zu decken, sodass FRR auch aus anderen Quellen als den DS künftig zusätzlich bereitgestellt werden muss.

Wie oben beschrieben, bedeutet die Tatsache, dass die DS nicht zu 100 % zuverlässig in der Bereitstellung von Flexibilität sind, dass zusätzlich zum bemessenen FRR-Bedarf weitere Backup-Reserven vorgehalten werden müssen, um den Ausfall einer DS, die FRR bereitstellt, gegebenenfalls zu kompensieren.

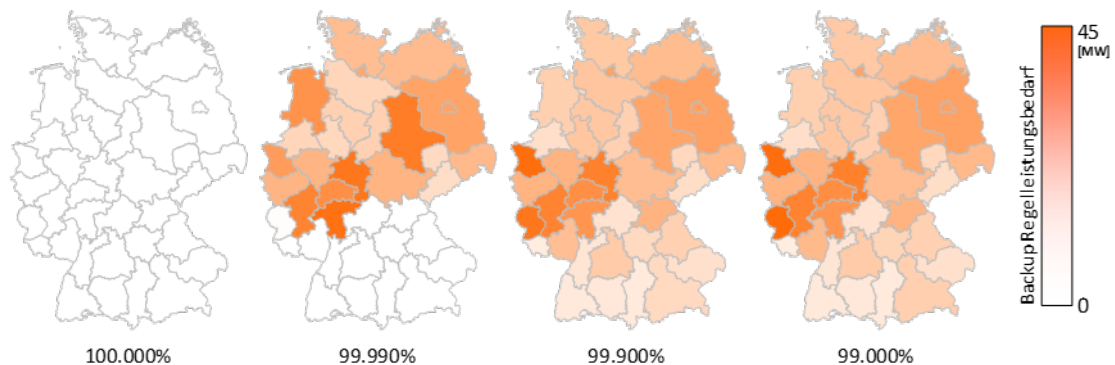


Bild 13 Zusätzliche Backup-Reserve (negativ) in DE für NUTS2-Gebiete und verschiedene Zuverlässigkeitsklassen

Bild 13 zeigt, wie der zusätzliche Bedarf an Backup- Reserve pro NUTS2-Bereich mit der wachsenden Unzuverlässigkeit der Flexibilitätsbereitstellung durch DS zunimmt. Wie Bild 12 zeigt, ist es möglicherweise nicht möglich, FRR von DS mit 100%iger Zuverlässigkeit bereitzustellen. Daneben haben einige NUTS2-Gebiete einen Bedarf an FRR, der von DS nicht gedeckt werden kann. Diese, nicht bereitstellbare, FRR sinkt mit der akzeptierten Unzuverlässigkeit des Flexibilitätspotentials (s. Bild 14).

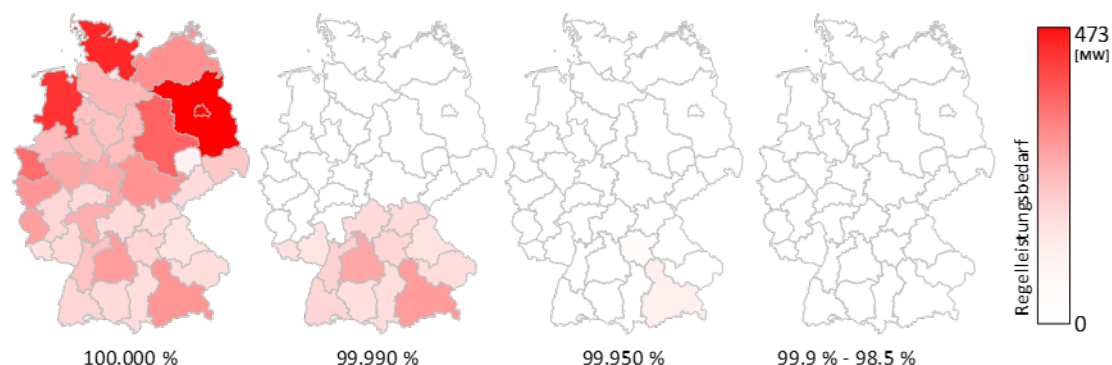


Bild 14 FRR-Bedarf (negativ) in DE, der von DS nicht gedeckt werden kann, dargestellt für NUTS2 und Zuverlässigkeitsklassen

Für den Anbieter von FRR bedeutet dies, dass er, wenn er FRR von DS beschaffen will oder in Zukunft beschaffen muss, bei der Beschaffung von FRR die (Un-)Zuverlässigkeit der Flexibilitätsbereitstellung berücksichtigen muss. Zusätzliche Backup-Reserve, muss in Abhängigkeit von der gewählten Zuverlässigkeitsstufe bereitgestellt werden, wie in Bild 13 dargestellt.

### Cluster 3 – Fazit

Die Verschiebung des Flexibilitätspotentials in DS führt dazu, dass diese zukünftig u. a. auch Systemdienstleistungen bereitstellen müssen. Dabei kann aber allein aufgrund der Netzstrukturen nicht mehr von der aktuell, bei der Präqualifikation geforderten, hundertprozentigen Zuverlässigkeit ausgegangen werden. Im Rahmen der Arbeiten in Cluster 3 wurden daher zunächst die Zuverlässigkeit des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes von DS und anschließend deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem und die Systemdienstleistungsbereitstellung untersucht.

Die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse von DS zeigen, dass die Zuverlässigkeit des Fahrplans und des Flexibilitätspotentials für die betrachteten einzelnen Stunden sehr hoch ist, sodass die Bereitstellung von Flexibilität aus dem Verteilnetz für Systemdienstleistungen grundsätzlich möglich ist. Weiterhin haben die exemplarischen Untersuchungen gezeigt, dass zum einen die Netznutzung und zum anderen die EE-Anlagen einen Einfluss auf die Zuverlässigkeit des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes haben. Mit einer hohen Auslastung des Netzes aufgrund beispielsweise hoher Einspeisung durch EE-Anlagen, steigt ebenfalls die Höhe der maximalen Abweichung vom zuvor ermittelten Fahrplan. Außerdem steigt die Differenz zwischen dem maximal zur Verfügung stehenden Flexibilitätspotentials im fehlerfreien Zustand und dem Potential während eines Fehlers. Neben den Auswirkungen der Netznutzung haben die Untersuchungen ebenfalls gezeigt, dass der Einfluss der EE-Anlagen auf das Flexibilitätspotential berücksichtigt werden muss. Mit einer steigenden Anzahl einspeisender EE-Anlagen sinkt die Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband. Werden die Ergebnisse nun mit den aktuellen Dimensionierungsstandards für Regelleistungsreserve verglichen, zeigt sich, dass die Zuverlässigkeit geringer ist, als die aktuell zugelassene Unzuverlässigkeit von 4 Stunden pro Jahr, sodass die Zuverlässigkeiten von Fahrplan und Flexibilitätsband bei der Dimensionierung von Systemdienstleistungen berücksichtigt werden müssen.

Die Berechnungen zum FRR-Bedarf zukünftiger Netzstrukturen haben gezeigt, dass bei der Berücksichtigung der Zuverlässigkeit des Fahrplans von DS bzw. der Prognosefehler des Fahrplans, insbesondere beim positiven FRR-Bedarf, ein wesentlicher Einfluss des „neuen“ Einflussfaktors Fahrplanabweichungen von DS erkennbar ist, der teilweise zu einem Mehrbedarf von wenigen GW, also in relevanter Größenordnung für die Systemzuverlässigkeit, führt.

Den berechneten FRR-Bedarf in Zukunft zu decken, wird aufgrund sinkender konventioneller Erzeugung und steigender Erzeugung aus EE immer mehr auch Aufgabe der von der FGH und weiteren Partnern für ENSURE definierten dezentralen Strukturen werden. Dazu wurde die Zuverlässigkeit der Flexibilitätsbereitstellung aus DS bestimmt und diese im Rahmen der Betrachtungen zur FRR-Erbringung aus DS näher beleuchtet. Hier hat sich gezeigt, dass bei der Erbringung von FRR aus DS zukünftig eine gewisse Unzuverlässigkeit der Flexibilitätsbereitstellung akzeptiert werden muss (s. Bild 12), um ausreichend Flexibilitätpotential vorhalten zu können. Diese Unzuverlässigkeit muss dann wiederum dadurch kompensiert werden, dass zusätzlich zu dem berechneten Bedarf ein gewisser Anteil an Flexibilitätpotential (Backup-Reserve) vorgehalten wird, für den Fall, dass eine FRR erbringende DS tatsächlich ausfällt. Darüber hinaus haben die Berechnungen ebenfalls gezeigt, dass, auch wenn eine gewisse Unzuverlässigkeit toleriert wird, nicht für alle NUTS2-Gebiete und auch bei Aggregation auf ganz Deutschland immer ausreichend FRR aus dem berechneten Flexibilitätpotential der DS bereitgestellt werden kann (Bild 14). Dies liegt u. a. daran, dass aktuell in der Berechnung des Flexibilitätpotentials (noch) nicht alle potentiellen Quellen, z.B. eine gedrosselte Fahrweise der EE-Einspeisungen, berücksichtigt werden, sodass hier zukünftig noch Untersuchungsbedarf besteht.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass zukünftige Netzstrukturen durchaus geeignet sind Systemdienstleistungen mit einer hohen Zuverlässigkeit bereitzustellen und somit einen Beitrag zur Systemsicherheit zu leisten. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Zuverlässigkeit der Flexibilitätsbereitstellung nicht bei 100 % liegt und daher zusätzliche FRR über den berechneten eigentlichen Bedarf hinaus vorgehalten werden muss.

### **Ziele/Ergebnis der FGH in Cluster 5**

Cluster 5 beschäftigt sich mit der Konzeptionierung des Netzdemonstrators und dem Abgleich der Forschungsergebnisse aus den Clustern 2-4 sowie den Storylines aus Cluster 1. Die technischen und gesellschaftlichen Anforderungen der Ergebnisse werden bei der Berücksichtigung der auszuwählenden Region abgewogen. Cluster 5 führt die Arbeiten der anderen Cluster zu ganzheitlichen Lösungen zusammen und bereitet die Umsetzung in die Praxis vor. Die Arbeiten des FGH e.V. erstrecken sich innerhalb des Cluster 5 in den beiden Arbeitspaketen 5.1 und 5.2.

#### **Arbeitspaket 5.1**

Ziel ist die Herleitung von Anwendungsfällen des Großdemonstrators zur Vorbereitung der Auswahl der im Netzdemonstrator einzusetzenden Technologien und Verfahren. Die zurückliegenden Arbeitsaktivitäten konzentrieren sich auf die Formulierung der Herausforderungen und Beschreibung von zukünftigen Arbeitsfeldern, der Abfrage von Technologien und Verfahren in den Clustern 2 bis 4 und der Erarbeitung eines Bewertungsschemas für die zu erstellenden Use Cases.

Die Use Cases wurden in 4 Kategorien geclustert (Stromnetzstruktur, Marktstruktur, IKT, Sektorkopplung). Diese Kategorien wurden in weitere Bereiche untergliedert zur Ermittlung von ähnlichen Entwicklungen, die zusammen einen größeren Beitrag in ENSURE leisten können. Des Weiteren konnten hiermit „weiße Flecken“ (Bereiche, welche in Bezug auf den Netzdemonstrator als essentiell gesehen werden) aufgedeckt werden mit Bezug auf die in Cluster 1 erstellten Szenarien und Storylines. Eine Auswahl der für den

Netzdemonstrator nützlichen Use Cases wurde erarbeitet. Zusätzlich wurden die Technologiecluster 2 und 3 angestoßen weitere übergeordnete Beiträge einzureichen.

Die FGH hat bei der Gestaltung des Demonstrators und der Verwendbarkeit der Ergebnisse mitgearbeitet.

### **Arbeitspaket 5.2**

Ziel ist die Weiterentwicklung von technischen Prüfvorschriften für die in diesem Projekt neu entwickelten Technologien und die Herleitung eines Konzepts für Tests und Test-Umgebungen. Die Arbeiten im Arbeitspaket 5.2 beziehen sich auf die konkrete Ausarbeitung der Prüfkonzepte für die Primär- und Sekundärkomponenten sowie für Softwarelösungen. Zusammen mit den Einreichern werden technische Spezifikationen ihrer Entwicklungen zusammengetragen, zur Erstellung der detaillierten Prüfungen.

Eine weitere Aufgabe ist die Erarbeitung von Anwendungsfällen auf einer Co-Simulations-Plattform in Zusammenarbeit mit den Technologieclustern 2-4. Es wird hier eine Plattform verwendet, die bereits von Partnern des ENSURE Konsortiums verwendet wird und für den Zweck eines Virtuellen Demonstrators angepasst. Hierbei liegt das Hauptaugenmerk des Arbeitspakets auf der Möglichkeit des systemischen Prüfens innerhalb der Plattform. Der Fokus liegt auf dem Zusammenspiel verschiedener Lösungen im Normal- und Fehlbetrieb. Aussagen über eine Konformität können nicht getroffen werden.

Die FGH hat das Ziel, die Projektpartner zu unterstützen, Ihre Lösungskonzepte den Limitierungen des Netzbetreibers und dem Rahmen der Prüfungen anzupassen. Hierfür werden die Partner aus dem Arbeitspaket und die FGH die Prüfvorschriften für die innovativen Technologien entwerfen und die geeigneten Prüfumgebungen definieren.

Die Arbeiten aus den beiden Arbeitspaketen AP 5.1 und AP 5.2 aus Cluster 5 werden in der Phase 2 des ENSURE Projektes weitergeführt. Die Prüfungen sowie deren Entwicklung in Zusammenarbeit mit den Entwicklern finden unter der Leitung der FGH in Teilprojekt 7 statt.

### **Veröffentlichungen zur Ergebnisverwertung**

L. Kalisch, D. Schacht, H. Vennegeerts, A. Moser: Zuverlässigkeit von Fahrplan- und Flexibilitätsprognosen von Verteilnetzen. ETG-CIRED-Workshop 2018 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz, Berlin, 2018

L. Kalisch, D. Lehmann, H. Vennegeerts, A. Moser: Assessment of the Reliability of Power Balance and Flexibility Potential Forecasts from Distribution Networks. 25th CIRED, Madrid, 2019

D. Lehmann, L. Kalisch, H. Vennegeerts, A. Moser: Methodology for considering underlying, decentralized flexibilities at frequency restoration reserves in Germany. 48th CIGRE-SESSION, Paris, 2020 (geplant)

### **Literaturverzeichnis**

- [1] FGH e.V.: Jahresbericht 2017. Mannheim, 2018
- [2] FGH e.V.: Jahresbericht 2018. Mannheim, 2019
- [3] Schacht, D.: Zuverlässigkeit im Smart Grid. Aachen: Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 2017
- [4] Eickmann, J.F.: Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetz. Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 2015
- [5] Tran, J.; Wirtz, C.; Pfeifer, P.; Wursthorn, D.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: Modelling of Synthetic Power Distribution Systems in Consideration of the Local Electricity Supply Task, Madrid, Spain: 25th CIRED, 2019
- [6] Zdrallek, M.; Krause, H.; Albus, R.; Moser, A.: Potentialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn, 2019
- [7] E-Bridge Consulting GmbH: Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz, Bonn, 2017

- [8] Consentec: Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV. Aachen: im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2010
- [9] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Studie Regelleistungserbringung aus dezentralen Energieanlagen. Berlin, 2015
- [10] Consentec: Verfahren zur dynamischen Bestimmung des Bedarfs für Sekundärregel- und Minutenreserve, Aachen: im Auftrag der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2018
- [11] 4 ÜNB: Regelleistung.net. Siehe <https://www.regelleistung.net/ext/static/technical>
- [12] Sprey, J.D.: Bemessung der Frequency Restoration Reserve unter Berücksichtigung regionaler Kernanteile bei hohem Anteil erneuerbarer Energien. Aachen, 2019
- [13] FNN Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE: Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2017. Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Berlin, 2017
- [14] Kalisch, L.; Lehmann, D.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: Assessment of the Reliability of Power Balance and Flexibility Potential Forecasts from Distribution Networks. 25th CIRED, Madrid, 2019

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Wirt.-Ing. Dirk Lehmann  
M. Sc. Lukas Kalisch  
(Cluster 3)

Dr.-Ing. Gregor Brammer  
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen  
Dipl.-Ing. (BA) Martin Zanner  
(Cluster 5)



## Raumoptimierte Freileitungen – CompactLine

BMW-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.12.2013 – 31.08.2019

*Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Projekt wird in Zusammenarbeit mit 50Hertz Transmission GmbH, SAG GmbH, RIBE Richard Bergner Elektroarmaturen GmbH & Co. KG sowie der RWTH Aachen durchgeführt. Das Projekt wurde um 17 Monate, bis 31. August 2019, verlängert.*

### Motivation und Ziele

In dem F&E-Vorhaben sollen die Grundlagen für „Raumoptimierte Freileitungen“ erforscht sowie eine Versuchsanlage realisiert werden, die anschließend hinsichtlich ihrer technischen Machbarkeit untersucht wird. Die Idee der neuartigen 380-kV-Freileitungsbauweise besteht darin, diese so kompakt wie möglich zu gestalten, um die Landschaft so gering wie möglich zu beeinträchtigen. Zielstellung: Die Höhe der Freileitungsmaste sowie die Trassenbreite, deutlich zu reduzieren. Das innovative Konzept: Die Leiterbündel in Form von Girlanden an gespannten Stahlseilen mit geringem Durchhang aufzuhängen, welche sich dadurch auf demselben Potential wie die Leiterbündel befinden. Auf diese Weise wird eine Reduzierung des Gesamtdurchhangs um die Hälfte angestrebt. Um die hohen auftretenden Spannkraften beherrschen zu können, werden spezielle Stahlvollwandmaste in Verbundtechnik entwickelt.

Das Arbeitsziel der FGH ist es, die neue Freileitungsbauweise hinsichtlich der zu erwartenden elektromagnetischen Felder und der Koronageräuschemission zu untersuchen und weitere Berechnungen bezüglich der elektrischen Eigenschaften durchzuführen. Außerdem ist es Aufgabe der FGH die elektrischen Prüfungen der neuen Freileitungskomponenten zu koordinieren.

### Untersuchungen und Ergebnisse

Sämtliche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sowie alle notwendigen Prüfungen an Komponenten innerhalb der Projektphasen 1 und 2 wurden für das Projekt „Raumoptimierte Freileitungen“ im Jahr 2017 erfolgreich abgeschlossen. Parallel fanden Umfragen in der Bevölkerung zur erwarteten Akzeptanz des neuen Freileitungskonzeptes statt. Die Mehrheit der Befragten würde die raumoptimierten Freileitungen gegenüber konventionellen Freileitungen bevorzugen.

Im Jahr 2018 wurde ein von 50Hertz in Jessen (Sachsen-Anhalt) geplantes Umspannwerk in Betrieb genommen, um die Integration von mehreren Windparks in das Höchstspannungsnetz zu gewährleisten. Zur Einbindung dieses Umspannwerkes in das Stromnetz wurden zwei 380 kV-Freileitungen vorgesehen (Länge jeweils ca. 1-2 km). Eine dieser beiden neuen Stromleitungen wurde im Rahmen der Projektphase 3 als „Raumoptimierte Freileitung“ geplant, erbaut und im September 2018 in Betrieb benommen. Dieser Prozess wurde durch die FGH, wie auch durch andere Projektpartner beratend begleitet.

Nach Fertigstellung der Arbeiten an der Versuchsanlage und dessen Inbetriebnahme startete mit dem Monitoring der Versuchsanlage die letzte Projektphase (Phase 4). Dabei wurden über den Zeitraum eines vollständigen Betriebsjahres Erfahrungen mit der neu eingesetzten Technologie gesammelt und – als Vergleichsobjekt zu herkömmlichen Freileitungen – erste Erkenntnisse über eine Akzeptanzänderung in der Öffentlichkeit gewonnen.

Während der Monitoring-Phase bestand die Aufgabe der FGH darin, Messungen der elektrischen und magnetischen Felder im Betrieb der Versuchsanlage durchzuführen und die bereits durchgeführten Simulationen mit den Messungen abzugleichen. Dazu musste neben der Feldmessung auch eine Messung der Spannungen und Ströme der Leitung erfolgen, da die Feldstärkebelastung maßgeblich von der Anlagenauslastung abhängt und nur so ein Abgleich mit der Simulation möglich war. Die Messung wurde im Sommer 2019 durchgeführt und dabei die elektromagnetischen Felder in mehreren Bereichen der

Versuchsanlage gemessen und mit den bereits vorhandenen Simulationsmodellen Vergleichsrechnungen angestellt. Es kam während der Messung insgesamt zu keiner Überschreitung von Grenzwerten nach der 26. BImSchV. Die Auslastung der Leitung war zum Messzeitpunkt jedoch vergleichsweise niedrig und es wurde für die magnetische Flussdichte soweit möglich eine Hochrechnung durchgeführt. Es ergaben sich insgesamt gute Übereinstimmungen der Messungen mit den Simulationen, insbesondere im Bereich des geringsten Bodenabstandes wo der Einfluss durch die Maste vernachlässigbar war (Bild 1).

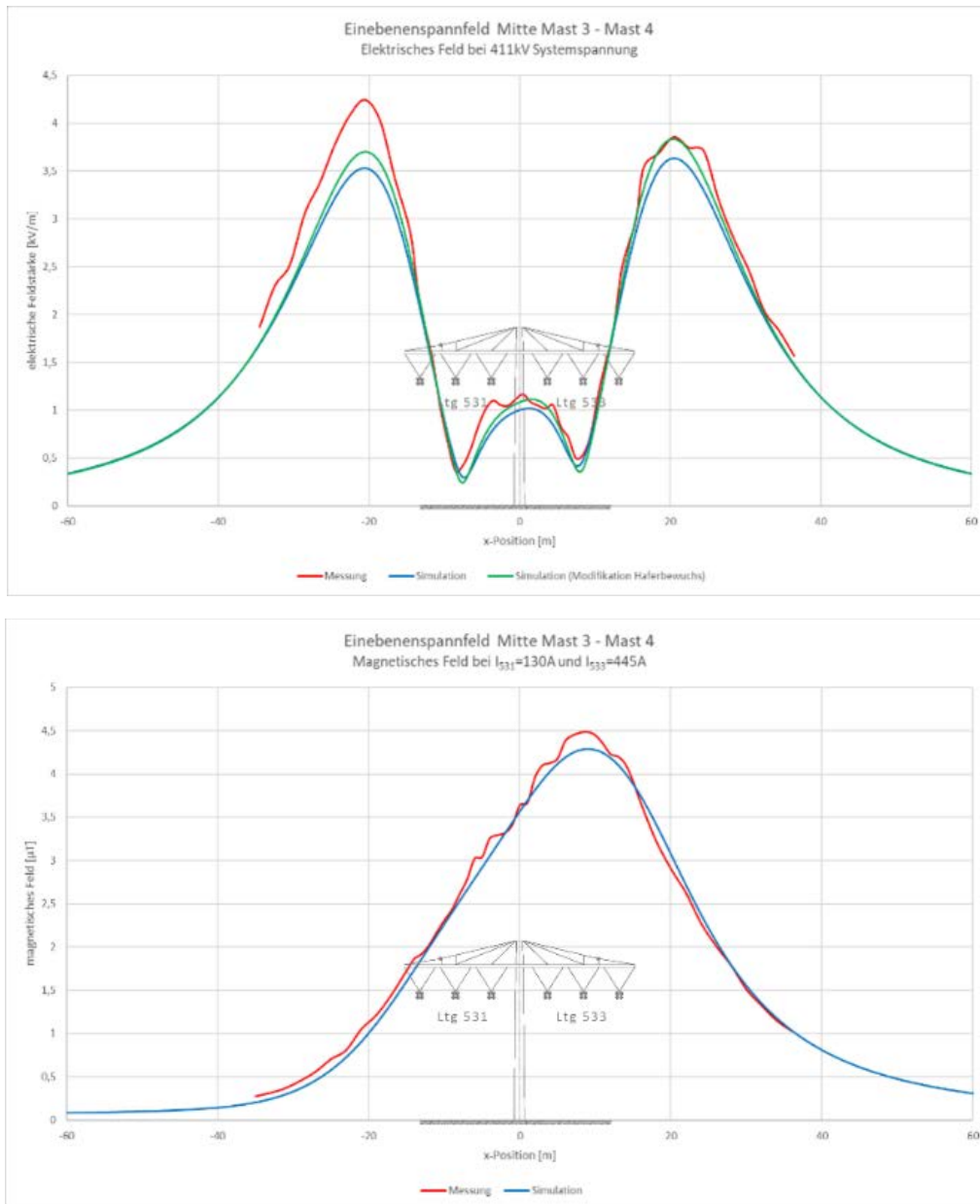


Bild 1 Vergleich der gemessenen elektrischen Feldstärke (oben) und der magnetischen Flussdichte (unten) mit Simulation

Im Nahbereich des Abspannmastes ergaben sich zunächst einige Abweichungen zwischen der Messung und den simulierten Werten. Dies war auf den komplexen Aufbau in diesem Bereich durch spezielle Leiterführungen und den Einfluss der metallischen Maste selbst zurückzuführen, welcher in den bisherigen Simulationsmodellen nicht genau nachgebildet werden konnte. Durch einige Anpassungen am Simulationsmodell, bei der die Leiterführungen und Maste so gut wie möglich nachgebildet wurden, konnte aber eine deutliche Verbesserung der Übereinstimmung von Messung und Simulation erzielt werden.



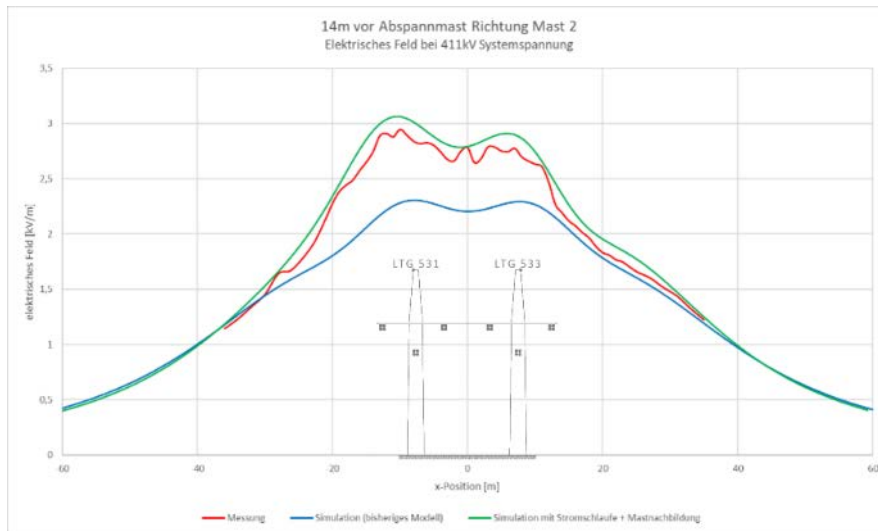


Bild 2 Vergleich gemessene elektrische Feldstärke und Simulation mit und ohne Modifikationen des Simulationsmodells

Um die Ergebnisse der bereits durchgeführten Berechnungen der Koronageräusche zu verifizieren, beauftragte die FGH den TÜV SÜD, eine akustische Messung der Koronageräuschemissionen der in Betrieb befindlichen „Raumoptimierten Freileitung“ durchzuführen. Der entsprechende Messaufbau wurde Anfang November 2018 installiert und die Messung über einem Zeitraum von insgesamt 3 Monaten durchgeführt. Dabei wurden zwei Messstationen aufgebaut, wobei eine direkt unterhalb der Freileitung und im Bereich des größten Seildurchhangs installierte Station die zu messenden akustischen Pegel erfasste und eine zweite Station in seitlichem Abstand dazu diente, Messdaten für eine Fremdgeräuschkorrektur zu erfassen. Über eine eigene Wetterstation wurden zudem kontinuierlich alle für die Auswertung relevanten klimatischen Daten erfasst. Für den Messpunkt direkt unterhalb der Leitung ergaben sich nach Auswertung der Messdaten und der Fremdgeräuschkorrektur Werte von 44-45 dB(A), welche etwa 10 dB(A) über den aus den Simulationen gewonnenen Werten lagen (Bild 3).

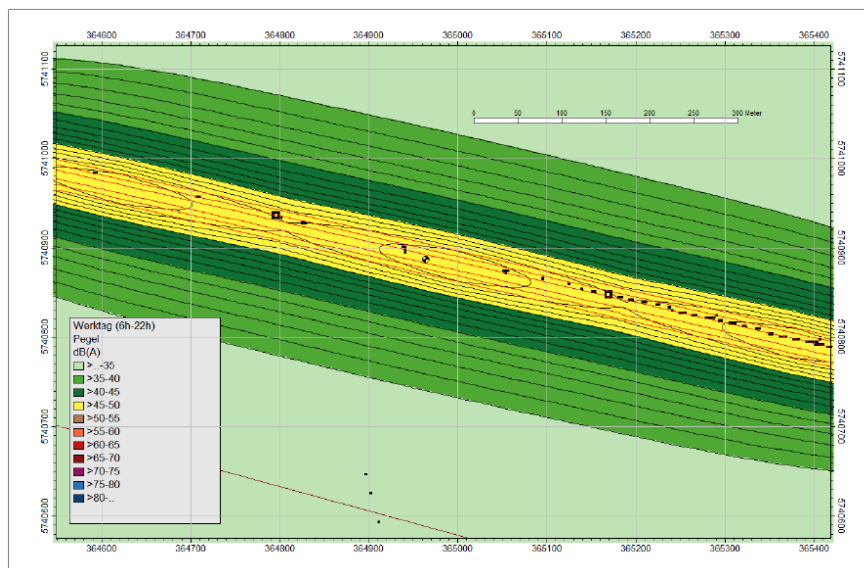


Bild 3 Farbkarte mit zu erwartenden Beurteilungspegeln nachts bei freier Ausbreitung über durchmischtem Boden (Quelle: Schalltechnisches Gutachten TÜV SÜD)

Die festgestellten Abweichungen zwischen Simulationsergebnissen und gemessenen Werten ließen sich damit erklären, dass aufgrund des eingesetzten Berechnungsverfahrens eine exakte Bestimmung der Koronageräusche nicht möglich war. Die Berechnung erfolgte mit Hilfe von Schätzformeln die auf einer empirisch ermittelten Datenbasis basierten. Hierdurch konnten nicht alle Einflussgrößen auf die Geräuschemission, wie z.B. das Alter der Seile oder die Beschaffenheit der Armaturen usw. berücksichtigt werden, wodurch die Vorhersage-Genauigkeit einschränkt wurde.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen  
Dipl.-Ing. Jan Scheffer

## enera – Teilprojekt: Simulation und Bewertung effizienter Betriebskonzepte für aktive Verteilnetze

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.01.2017 – 31.12.2020

*Als Teil des Förderprogramms des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) „SINTEG – Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ wird im Projekt enera untersucht, wie zukunftsfähige Energiesysteme großflächig eingesetzt werden können. Das Projekt adressiert dabei die Themenschwerpunkte zukünftige Stromnetze und regionale Strommärkte. In Zusammenarbeit mit 31 weiteren Konsortialpartnern leistet die FGH im Rahmen von enera einen wichtigen Beitrag zur Entwicklung und Erprobung von Konzepten zur Ausgestaltung zukünftiger Stromnetze sowie wirtschaftlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen.*

### Motivation und Zielsetzung

Ein zunehmender Teil der deutschen Stromerzeugung erfolgt auf Basis erneuerbarer Energien (EE), wodurch zwei wesentliche Herausforderungen entstehen: Zum einen erfolgt die Erzeugung dargebotsabhängig und ist somit nicht an die Nachfrage gekoppelt. Zum anderen ist der überwiegende Teil der EE-Anlagen in den unteren Spannungsebenen des Verteilungsnetzes installiert. Diese Netzebenen wurden in der Vergangenheit ausschließlich für die Versorgung der angeschlossenen Lasten (Haushalte oder Gewerbekunden) ausgelegt. Mit dem Ausbau der EE-Anlagen geraten sie zunehmend an ihre Belastungsgrenzen; in vielen Netzen erfordert jeder weitere Zubau auch Netzausbau, sofern keine alternative Maßnahme zur Netzentlastung verfügbar ist. Ein zukünftig zunehmend zu erwartender Leistungsbezug für elektrische Wärme oder Mobilität verschärft diese Problemstellung weiter. Gegenüber einer klassischen und investitionsintensiven Netzverstärkung werden aktuell eine Vielzahl von innovativen Lösungsansätzen diskutiert, die diese Herausforderungen adressieren.

Im Rahmen des Projektes enera werden verschiedene derartige Lösungen entwickelt sowie anhand von Studien untersucht und bewertet. Darüber hinaus werden eine Reihe von Demonstrationsvorhaben in einer Modellregion in Niedersachsen erprobt mit dem Anspruch der Gewährleistung einer deutschlandweiten und teilweise internationalen Übertragbarkeit. Inhaltlicher Kern ist dabei die Erkennung und Behebung von temporär auftretenden Netzengpässen durch steuernden oder regelnden Eingriff im Netz und – soweit möglich marktbasiert – beim Kunden. Dies wird auch als aktiver Netzbetrieb bezeichnet. Eine Grundvoraussetzung hierfür ist die Modernisierung und Digitalisierung der Netzinfrastruktur. Dazu werden im Projekt eine Reihe innovativer Netzkomponenten, Verfahren und Prozesse erprobt, etwa zur Erfassung und Verwaltung umfangreicher Datenmengen der Messgeräte oder zur Ansteuerung von Betriebsmitteln.

Die verfügbare Anpassung des Leistungsbezugs bzw. der Leistungseinspeisung von Kundenanlagen wird auch als Flexibilität bezeichnet. Um zusätzliche Flexibilitätspotentiale von dezentralen Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Energiespeichern anzureizen und eine volkswirtschaftlich kosteneffiziente Behebung von auftretenden Engpässen zu gewährleisten, wird eine regionale Marktplattform entwickelt, auf der Flexibilitätsanbieter passende Produkte bereitstellen können. Im Falle vorliegender oder prognostizierter Engpässe kann dann der Netzbetreiber diese Flexibilitätsprodukte kontrahieren. Eine erste Version dieser Marktplattform ist bereits in Kooperation mit der Strombörse EPEX SPOT SE gestartet [1]. Die Erprobung und Bewertung dieses neuen Ansatzes zur Flexibilitätsbereitstellung ist ein wichtiger Teil des Gesamtprojektes.

### Ziele und Tätigkeiten der FGH

Die Projektstätigkeit der FGH lässt sich in verschiedene Themenblöcke untergliedern, deren inhaltliche Trennung sich auch in der projektinternen Organisationsstruktur durch Zugehörigkeit zu verschiedenen Arbeitspaketen wiederfindet.

Der Fokus lag im Jahr 2019 überwiegend in der Umsetzung bereits zuvor erstellter Modelle sowie der Anwendung der Verfahren zur Generierung von Ergebnissen. Die folgenden Ausführungen beschränken sich deshalb im Hinblick auf die entwickelten Modelle auf eine kursorische Darstellung. Für eine detailliertere Beschreibung der Modelle wird auf den FGH Jahresbericht aus dem vergangenen Jahr verwiesen.

### Entwicklung eines Verfahrens zur Simulation des aktiven Netzbetriebs

Betreiber aktiv überwachter und steuerbarer Verteilnetze können auf eine Vielzahl von betrieblichen Anpassungsmaßnahmen zurückgreifen, um temporären Netzengpässen – also möglichen Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes oder der thermischen Belastbarkeit von Betriebsmitteln – entgegenzuwirken. Neben netzbezogenen Maßnahmen wird im Rahmen der Debatte um Flexibilitätsmärkte auch die Option der Kontrahierung marktseitig angebotener Flexibilitätsprodukte diskutiert. Da dies mit zeitlichem Vorlauf zur tatsächlichen Realisierung erfolgt, muss der Netzbetreiber im Rahmen der Betriebsplanung bereits für zukünftige und somit unsichere Zeitpunkte Entscheidungen treffen. Er steht deshalb vor der Herausforderung, den Netzbetrieb unter Berücksichtigung aller relevanten verfügbaren Freiheitsgrade möglichst effizient zu koordinieren, zukünftige Netzzustände zu prognostizieren und hierbei auch Prognoseunsicherheiten zu berücksichtigen. Auf Basis dieser Engpassprognose kann dann eine Entscheidung über mögliche durchzuführende Anpassungsmaßnahmen erfolgen. Die beschriebenen Aspekte definieren den zukünftigen Betriebsplanungsprozess. Die Simulation dieses Prozesses stellt einen wesentlichen Kern der Entwicklungen der FGH im Rahmen von enera dar. Das gesamte Simulationsverfahren ist in Bild 1 dargestellt.

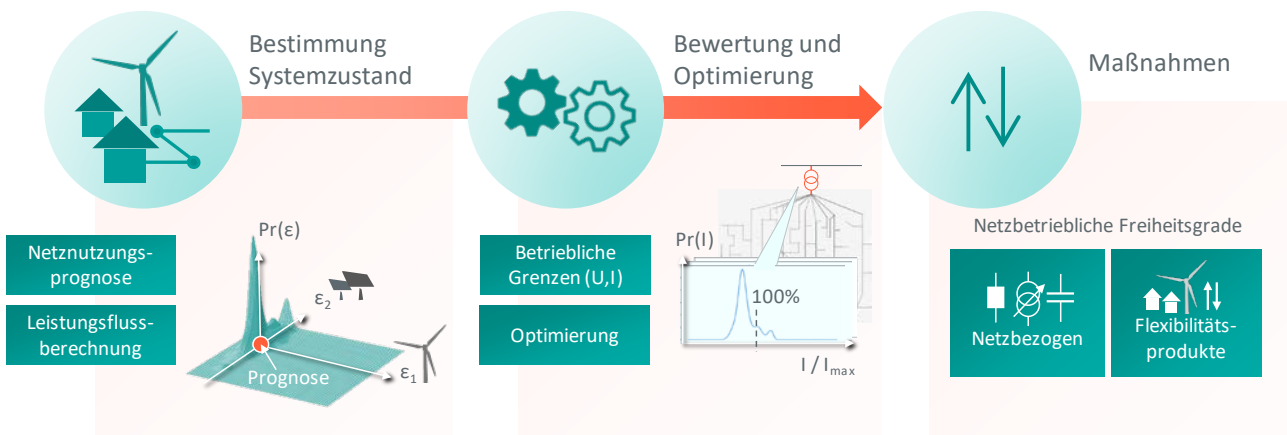


Bild 1 Netzbetriebssimulation

Eingangsgrößen der Betriebssimulation stellen deterministische Netznutzungsprognosen dar, auf deren Basis eine Leistungsflussberechnung erfolgt. Die Prognose umfasst etwa die Einspeisung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen im Netzgebiet für den zu planenden Zeitschritt. Auf Basis historischer Prognosefehler lässt sich eine Verteilungsfunktion möglicher Prognosefehler zur aktuellen Prognose abschätzen. Durch Kombination von Lastflussrechnung und Prognosefehlerverteilung der Netznutzung können dann probabilistische Ströme und Spannungen bestimmt werden. Dazu werden zunächst Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der Betriebsmittelauslastung und Knotenspannungen aufgestellt. Für diese Verteilungsfunktionen lassen sich anschließend Kenngrößen ableiten, die die maximale Auslastung sowie die minimal und maximal möglichen Betriebsspannungen für definierte Sicherheitsniveaus festlegen. Der Netzbetreiber kann so etwa die maximale Auslastung einer Leitung ableiten, die unter Berücksichtigung 90 % aller möglichen zukünftigen Zustände – also unter Berücksichtigung möglicher Prognosefehler – auftritt. Diese Kenngrößen sind dann Eingangsgrößen einer Optimierung, die sinnvolle Anpassungsmaßnahmen, wie

beispielweise die Kontrahierung von Flexibilitätsprodukten, unter Berücksichtigung individueller Risiko- präferenzen des Netzbetreibers auswählt.

Nachfolgend wird das zuvor beschriebene Verfahren auf ein exemplarisches Mittelspannungsnetz angewandt. Das Netz sowie die zugehörige Versorgungsaufgabe sind Bild 2 zu entnehmen.

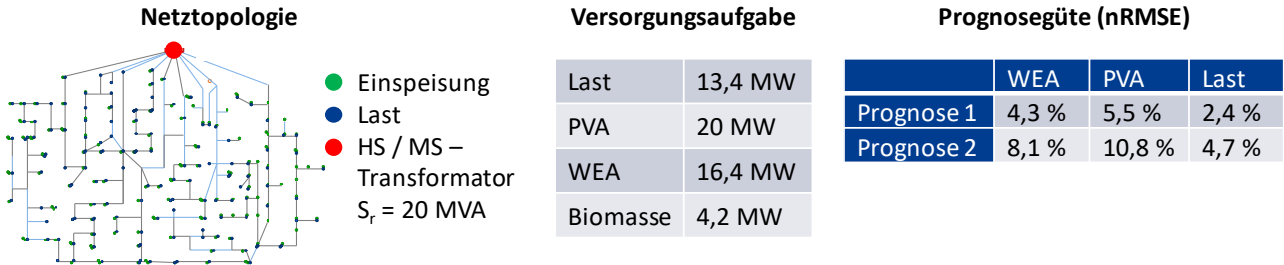


Bild 2 Netztopologie und Versorgungsaufgabe

Der Abgleich von Versorgungsaufgabe und Transformatorleistung legt nahe, dass in Situationen mit hoher EE-Erzeugungsleistung Engpässe durch Rückfluss der Überschussleistung in die überlagerten Netzebenen auftreten können. Die Erkennung und Vermeidung dieser Engpässe werden nachfolgend untersucht. Dazu sind für das Netz zunächst Zeitreihen aller Netznutzer zu definieren. Für die als unsicher angenommenen Einspeisungen WEA, PVA und Last müssen zudem Prognosen als Eingangsgröße definiert werden. Um den Einfluss der Prognosegüte auf den Umfang der Anpassungsmaßnahmen zu bewerten, wurden zwei Prognosen unterschiedlicher Güte synthetisch erzeugt. Die Prognosegüte für beide betrachteten Prognosen ist ebenfalls Bild 2 zu entnehmen. Der nRMSE beschreibt dabei die normierte Wurzel der Summe quadratischer Fehlerterme aller betrachteter Zeitpunkte.

Im ersten Verfahrensschritt wird der probabilistische Systemzustand abgeleitet. Dies geschieht mittels Kenngrößen für zuvor festgelegte Sicherheitsniveaus. Im Folgenden werden Sicherheitsniveaus von 70 % und 90 % berücksichtigt. Die resultierenden Auslastungen des untersuchten Transformators unter Berücksichtigung von Prognose 1 sind Bild 3 zu entnehmen.

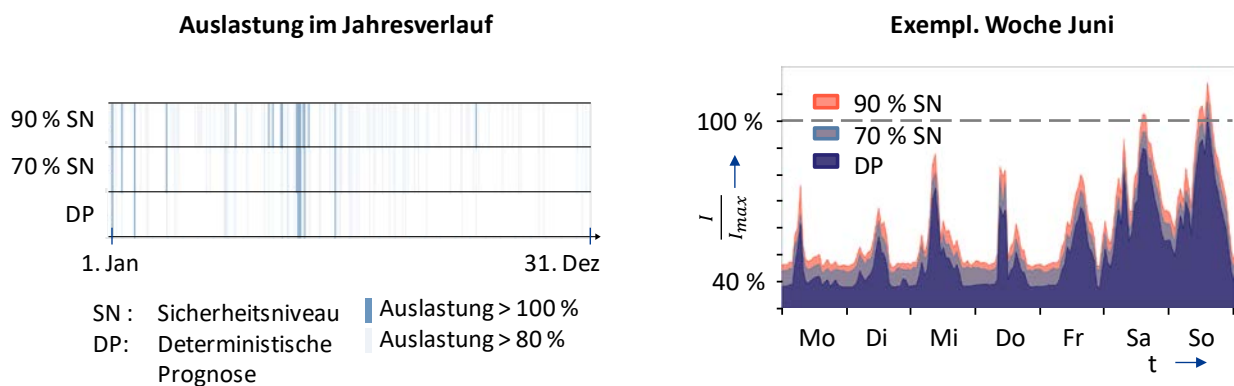


Bild 3 Probabilistische Auslastung des HS-/MS-Transformators

Bei Betrachtung der Auslastung im Jahresverlauf zeigt sich, dass vor allem im Sommer, bedingt durch hohe PV-Einspeisung, Überlastungen zu erwarten sind. Zudem ist festzustellen, dass eine Berücksichtigung eines höheren Sicherheitsniveaus zu höheren maximalen Auslastungen führt. Der Vergleich mit der deterministischen Prognose zeigt, dass es durchaus mit signifikanten Eintrittswahrscheinlichkeiten zu Überlastungen kommen kann, die bei alleiniger Betrachtung der deterministischen Prognose nicht erkannt werden. Die Darstellung der exemplarischen Woche im Juni zeigt dies ebenso. So sind in der dargestellten Woche am



Samstag und Sonntag unter Berücksichtigung von 70 % bzw. 90 % aller möglichen Zustände Überlastungen am Transformator möglich.

Die möglichen maximalen Auslastungen unter Berücksichtigung der definierten Sicherheitsniveaus dienen dann im zweiten Verfahrensschritt als Eingangsgröße. Durch die Wahl der Sicherheitsniveaus und die Festlegung von Straftermen je Sicherheitsniveau kann die resultierende unsichere Auslastung des Transformators den individuellen Risikopräferenzen angepasst werden. Das wird am nachfolgenden Beispiel deutlich. Bild 4 zeigt die Optimierung der Auslastung des Transformators für den Zeitbereich des Wochenendes aus dem zuvor gezeigten Zeitfenster. Neben dem 90 %-Sicherheitsniveau wird nun zusätzlich ein 99 %-Sicherheitsniveau berechnet und berücksichtigt. Für die zugrundeliegende Berechnung des linken Teils der Darstellung wird für eine mögliche Überlast unter Berücksichtigung des 99 %-Sicherheitsniveaus nur ein vergleichsweise geringer Strafkostenterm festgesetzt. Dies führt zunächst nach Optimierung zu einer Reduzierung der maximalen Auslastung sowie zu einer Vergleichmäßigung der Auslastung. Die mögliche maximale Auslastung bei Berücksichtigung des 99 %-Sicherheitsniveaus übersteigt aber auch nach Optimierung zeitweise 100 %. Durch Festlegung eines höheren Strafkostenterms wird, wie im rechten Teil der Darstellung zu sehen ist, auch für 99 % aller möglichen Zustände eine Auslastung von 100 % nicht überschritten. Folglich lässt sich durch geeignete Wahl der Parameter der Umfang der umzusetzenden Maßnahmen und die daraus resultierende Auslastung in Abhängigkeit der Risikopräferenzen anpassen.

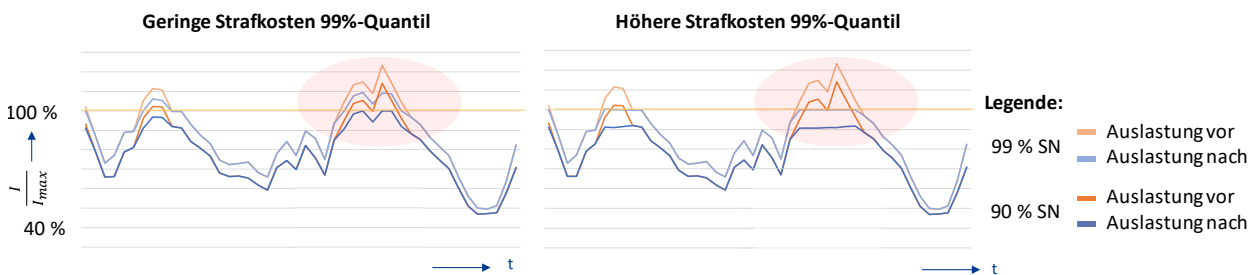


Bild 4 Engpassoptimierung bei Variation der Strafterme des 99 %-Sicherheitsniveaus

### Entwicklung eines Verfahrens für die Bestimmung des zukünftigen Netznutzerhaltens unter Berücksichtigung lokaler Flexibilitätsmärkte

Durch den steigenden Anteil flexibler Anlagen sowie der Flexibilisierung bereits bestehender Anlagen im Verteilnetz ist zukünftig eine zunehmende Teilnahme dieser Anlagen an den unterschiedlichen Strommärkten zu erwarten. Diese Entwicklung wird durch den wachsenden Anteil aktiv direktvermarkteter Energie auf Basis von EE verstärkt. Die Orientierung des Kundenverhaltens am Marktpreis führt zu netzweit gleichen Anreizen, die letztendlich in einer höheren Gleichzeitigkeit der Netzkunden resultiert. Diese Veränderung des Kundenverhaltens sowie die daraus resultierende Netznutzung müssen daher im zukünftigen Netzbetriebsplanungsprozess berücksichtigt werden. Eine Herausforderung stellt das bisher unbekannt Verhalten der Netzkunden am Flexibilitätsmarkt dar. Insbesondere Risiken der Ausnutzung des Flexibilitätsmarkts, die sich aus den Wechselwirkungen zwischen dem Handel der Flexibilitäten am zonalen Spotmarkt, der daraus resultierenden Netznutzung und des Bedarfs des Netzbetreibers nach Flexibilitätsprodukten ergeben, stehen im Fokus heutiger Diskussion.

Neben der Möglichkeit der direkten Teilnahme an den lokalen Flexibilitätsmarkt können Betreiber flexibler Anlagen mittels Aggregation zu sogenannten virtuellen Kraftwerken auch die Produkthanforderung des Spotmarktes erfüllen. Es entsteht somit die Möglichkeit einer parallelen Vermarktung an lokalen Flexibilitätsmärkten und dem bestehenden zonalen Strommarkt. Dies kann zu einem Anreiz für die Marktteilnehmer führen, ihre derzeitige – oder die aus heutiger Sicht zu erwartende – Vermarktungsstrategie auf dem zonalen Strommarkt zu ändern. Ein potenzielles Risiko stellt das strategische Bieterverhalten der



Marktteilnehmer dar. Durch strategische Vermarktung auf dem Spotmarkt können Flexibilitäten die lokale Netznutzung systematisch manipulieren, um ihre Einnahmen auf dem Flexibilitätsmarkt zu maximieren. Ein Beispiel für dieses sogenannte Gaming einer Lastflexibilität ist in Bild 5 dargestellt.

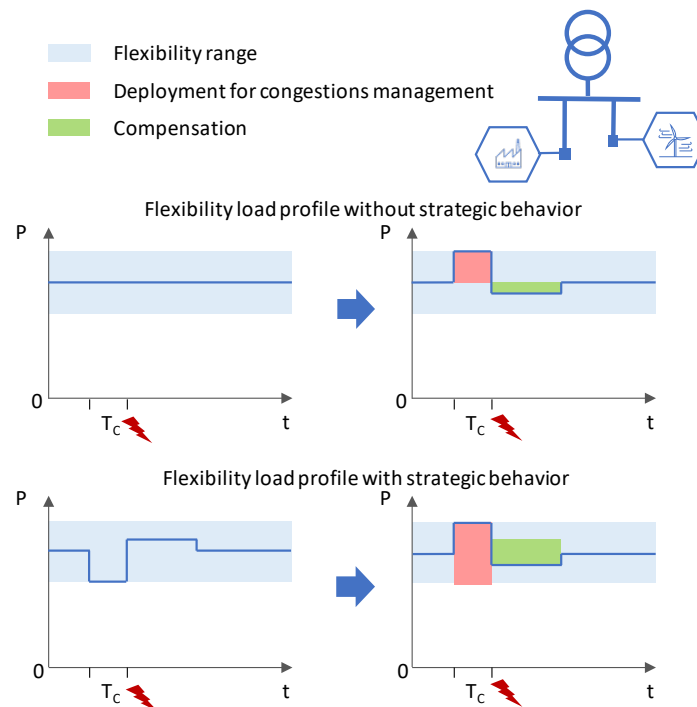


Bild 5 Beispielhafte Darstellung von Gaming anhand einer Lastflexibilität [1]

Das Bild zeigt ein 2-Knoten-Netz mit einer Erzeugungseinheit und der Lastflexibilität. Der obere Teil zeigt das Systemverhalten ohne strategisches Bieten. In der Zeitperiode  $T_c$  kommt es durch eine erhöhte Einspeisung der Erzeugungseinheit zu einem Engpass an der Transformatorstation. Um eine Überlastung zu vermeiden, erhöht die Lastflexibilität im Rahmen einer netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung den Verbrauch für  $T_c$  und reduziert ihn zu einem späteren Zeitpunkt zu Ausgleichszwecken (grüner Bereich). Der Verteilnetzbetreiber vergütet die Flexibilität für die so bereitgestellte Flexibilitätsmenge (roter Bereich). Im unteren Teil des Bildes ist die gleiche Situation mit einem Gamingverhalten der Lastflexibilität dargestellt. Der Flexibilitätsanbieter antizipiert den durch die Erzeugungseinheit für  $T_c$  verursachten Engpass und reduziert präventiv die Last, um die Transformatorüberlastung zu verstärken. Entsprechend benötigt der Verteilnetzbetreiber mehr Flexibilität, um den Engpass zu beheben. Diese Strategie wird als "inc-dec gaming" bezeichnet. Gaming kann zu Ineffizienzen im System in Form von verzerrten Preissignalen, einer Verschärfung der Netzengpässe und höheren Gesamtsystemkosten führen. Um Gegenmaßnahmen ergreifen zu können, müssen die Netzbetreiber in der Lage sein, das potenzielle strategische Bieterverhalten zu überwachen oder sogar vorherzusagen. Eine Verallgemeinerung des flexiblen Bieterverhaltens ist jedoch aufgrund der hohen Komplexität der Marktmechanismen, des heterogenen Flexibilitätsverhaltens und der zahlreichen unterschiedlichen lokalen Netzsituationen nicht möglich. Daher wird an der FGH im Rahmen von enera ein Verfahren entwickelt, welches auf Basis maschineller Lernalgorithmen automatisiert individuelle Strategien für das Netzkundenverhalten entwickelt.

Um das individuelle Verhalten der einzelnen Netzkunden und die Interaktionen miteinander sowie mit dem Verteilnetzbetreiber abbilden zu können, wurde ein Multi-Agenten System implementiert. Mittels eines Multi-Agenten Systems ist es möglich, komplexe Probleme zu lösen, indem sie in kleinere Teilaufgaben unterteilt werden. Die Teilaufgaben werden autonomen Agenten zugeordnet. Jeder Agent entscheidet in

Abhängigkeit von vielfältigen endogenen und exogenen Einflüssen aus seiner Systemumwelt, welche Maßnahmen er zur Erreichung seiner Ziele ergreift. Die Agenten müssen miteinander konkurrieren oder kooperieren, um das aus ihrer Sicht beste Gesamtergebnis zu erzielen. Das System stellt im Verfahren das Verteilnetzgebiet dar. Die Kundenanlagen werden als Agenten modelliert, die an Spot- und lokalen Flexibilitätsmarkt agieren können. Der Verteilnetzbetreiber als Agent hat das Ziel, sein Netz sicher und zu voraussichtlich minimalen Gesamtkosten zu betreiben. Um den Netzbetrieb zu simulieren, wird das Multi-Agenten System als ein Markov Entscheidungsprozess aufgebaut. Dabei wird der zu simulierende Zeitraum in mehrere „States“ aufgeteilt, indem für jeden „State“ die zeitübergreifende optimale Entscheidung ermittelt werden muss. Analog zu dem in enera vorgestellten Konzept eines lokalen Flexibilitätsmarkts wird dieser im Verfahren nur bei einem drohenden Engpass aktiviert. Somit entsteht für den Markov-Entscheidungsprozess eine weitere Dimension, die mittels eines zweistufigen Ablaufs dargestellt wird (siehe Bild 6). Dafür prüft der Verteilnetzbetreiber erst nach Abschluss des „Spot-States“, welches als Prognose der Netznutzung im Betriebsplanungsprozess interpretiert werden kann, ob der Flexibilitätsmarkt geöffnet wird. Im sogenannten „Flex-State“ können flexible Agenten ein beliebiges Maß an Flexibilität zu einem selbstbestimmten Preis anbieten, woraufhin der Netzbetreiber-Agent die bestmögliche Auswahl aus den verfügbaren Angeboten zur Beseitigung der Engpässe trifft.

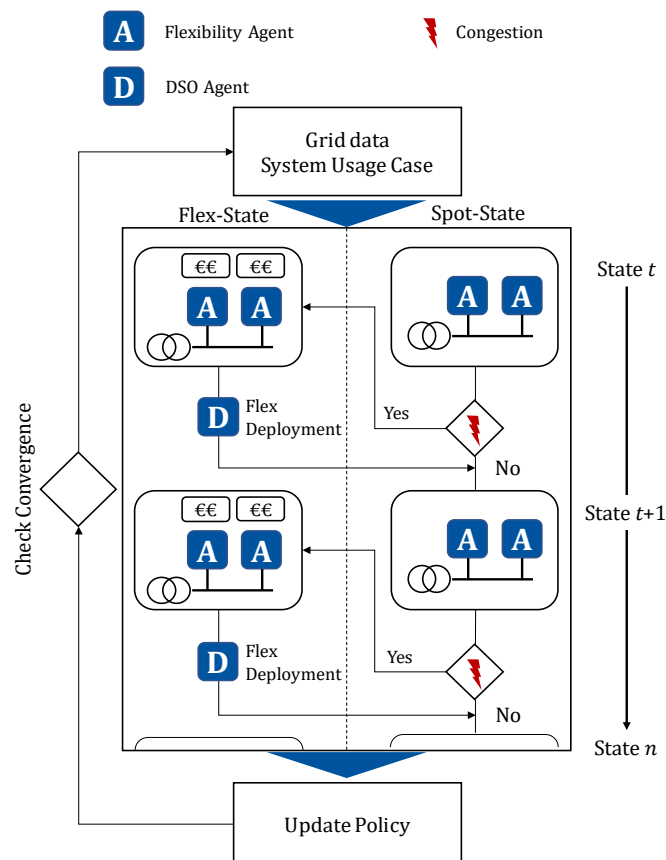


Bild 6 Verfahrensablauf zur Simulation des Netzkundenverhaltens an zonalem Spotmarkt und lokalen Flexibilitätsmarkt

Aufgrund der hohen Freiheitsgrade der Agenten und der Abhängigkeit von vielen exogenen Faktoren des Systems, wie z.B. der lokalen Netzsituation und dem Verhalten der anderen Agenten, sind die Zustände des Markov-Entscheidungsprozesses nicht stationär, was den Lösungsraum erheblich vergrößert. Die Anwendung analytischer Optimierungsmethoden für diese Art von Problemen erfordert die Ableitung eines komplexen Modells, bei dem die Parametrisierung an jede Veränderung der Umgebung angepasst werden

muss. Oft ist es schwierig oder fast unmöglich, diese Modelle abzuleiten. Eine Alternative bietet sich durch die Anwendung von sogenannten „Reinforcement Learning“ Ansätzen. Dabei Durchlaufen die Agenten iterativ die einzelnen Zustände, interagieren mit ihrer Umwelt und erhalten Belohnungen in Abhängigkeit ihrer Aktionen. Aus den gewonnenen Erkenntnissen erlernen sie Strategien, die durch die spezifischen lokalen Strukturen charakterisiert sind. Mit dem so entwickelten Verfahren ist es möglich, das zukünftige Netznutzerverhalten abzuschätzen und strategische Bieterstrategien zu identifizieren.

### Übertragung der Ergebnisse eines aktiven Netzbetriebs auf gesamtdeutsche Regionen

Verbrauch und Erzeugung elektrischer Energie sind in Deutschland regional sehr unterschiedlich ausgeprägt. Lastintensiven dicht besiedelten Regionen stehen seit jeher ländlichen Regionen mit schwacher Stromnachfrage gegenüber. Durch den gesellschaftlich motivierten und politisch geförderten Wandel, weg von einem auf fossilen Energieträgern basierenden Energiesystem, ist vor allem in ländlichen Regionen in den letzten Jahren eine deutliche Zunahme installierter Leistung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu verzeichnen. Weiter ist durch eine zunehmende Elektrifizierung der Wärme- und Verkehrssektoren – etwa durch Wärmepumpen und elektrische Kraftfahrzeuge – zukünftig mit einer zunehmenden Stromnachfrage zu rechnen. Die deutschen Verteilnetze sind so heterogen charakterisiert, wie die zugrundeliegende Versorgungsaufgabe. Dies äußert sich etwa durch verschiedene Kundenstruktur, Landbedeckung und -nutzung im Netzgebiet oder durch die Ausmaße der Netze. Herausforderungen sind je nach Netzregion unterschiedlich; für viele Verteilnetzbetreiber zeichnet sich jedoch durch die zunehmende Netzauslastung ein erheblicher Handlungsbedarf ab.

Aus diesem Grund können die Ergebnisse der Netzbetriebssimulation, die in der enera-Demonstrationsregion generiert werden, nicht direkt auf andere Regionen übertragen werden. Im Rahmen einer Systemstudie soll daher quantifiziert werden, wie sich ein aktives Verteilnetz in anderen Regionen auswirkt und ob die Netzbetriebsplanungsprozesse bei der wünschenswerten einheitlichen Definition von Marktprodukten übertragbar sind. Neben unterschiedlichen zur Verfügung stehenden Flexibilitäten können auch andere Freiheitsgrade wie Topologieoptimierungen oder Transformatorstufungen in anderen Regionen andere Auswirkungen haben.

Ausgangslage dieser Untersuchung sind zunächst die Ermittlung deutschlandweit repräsentativer Netzregionen sowie eine detaillierte Abbildung der zugrundeliegenden Versorgungsaufgaben. Die für diesen Schritt erforderlichen Eingangsdaten sind zum Teil nicht öffentlich verfügbar und müssen daher im Rahmen dieses Forschungsprojektes synthetisch erstellt werden.

### Synthetische Netzerstellung

Daten heutiger Verteilungsnetze stellen Betriebsgeheimnisse der Netzbetreiber dar und sind deshalb nicht umfassend öffentlich zugänglich. Auch wenn Netze der Projektpartner zur Untersuchung im Projekt zur Verfügung stehen, sind diese nicht zur Beantwortung aller Fragestellungen im Projekt geeignet. Dies betrifft wesentlich Untersuchungen für den betrachteten Szenariohorizont 2030 bis 2050. Hier allein mit heutigen Netzmodellen zu rechnen ist nicht sinnvoll. Zum anderen ist ein Anspruch im Projekt, die Ergebnisse auch über die Modellregion hinaus zu übertragen. Da die Verteilungsnetze aber sehr vielfältig ausgeprägt sind, muss auch diese Vielfalt Berücksichtigung finden. Es ist deshalb notwendig, Verteilungsnetze synthetisch zu erzeugen und dabei sowohl die Vielfältigkeit der Netze und der jeweils zugrunde liegenden Versorgungsaufgabe als auch deren mögliche zukünftige Entwicklung abzubilden. Dazu umfasst das im Rahmen des Projekts entwickelte Modell der FGH die Verwendung öffentlich verfügbarer Datensätze und Register zur Erstellung regionaler aufgeschlüsselter Netzkunden und Anlagen. Diese Daten lassen sich über eine definierte Schnittstelle einfach in Abhängigkeit des betrachteten Szenarios regionalspezifisch anpassen bzw. vorgeben. Um eine realistische lokale Aufschlüsselung innerhalb eines Netzgebietes zu ermöglichen,

werden verfügbare hochaufgelöste geografische Strukturdaten für die betrachtete Netzregion ausgewertet. Unter Anwendung eines angepassten Tourenplanungsalgorithmus wird letztendlich die Netzstruktur aufgebaut [2].

#### Synthetische Zeitreihenerstellung

Weiterhin wurden Modelle für die Bestimmung von Verbraucherzeitreihen in Abhängigkeit der Verbrauchsgruppen (bspw. Privathaushalte, Gewerbe) weiterentwickelt. Da ein zentraler Fokus auch auf der Betrachtung zukünftiger Netze liegt, wurden zudem Modelle zur Erstellung von Zeitreihen für neuartige Verbraucher wie Heimspeicher, Elektrokraftfahrzeuge und Wärmepumpen entwickelt.

#### Clustererstellung

Durch die Betrachtung weniger ausgewählter Topologien und Versorgungsaufgaben ist eine Allgemeingültigkeit der Systemstudie aufgrund der beschriebenen Heterogenität von Netz und Versorgungsaufgabe nicht gewährleistet. Eine Option zur Ableitung allgemeingültiger Aussagen ist die Untersuchung aller Verteilungsnetze. Eine Untersuchung sämtlicher Verteilungsnetze – in Deutschland existieren allein 4.500 Mittelspannungsnetzgebiete – ist aufgrund hoher Rechenzeiten nicht realisierbar. Dies gilt insbesondere, wenn zukünftige Szenarien, die etwa den Zubau von EE-Anlagen beschreiben, berücksichtigt werden sollen.

Es wurde daher eine Clusteranalyse durchgeführt, um repräsentative Netzregionen abzuleiten, auf deren Basis dann in einem zweiten Schritt synthetische Netzmodelle erstellt wurden. Zunächst wurden dazu öffentlich verfügbare Daten für alle 4.500 Netzgebiete als Merkmale definiert. Die betrachteten Merkmale umfassen die Fläche des Netzgebietes, den Anteil an Bebauung und Gewerbe, die installierte Leistung von Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen getrennt nach Nieder- und Mittelspannung sowie der abgeschätzte Jahresenergieverbrauch der Haushalte des Netzgebiets. Die Merkmale formen die Dimensionen des Clusteralgorithmus, nach deren Ausprägung die Ähnlichkeit der Netze bewertet werden. Netztopologiebezogene Parameter wie Leitungslängen, verwendete Betriebsmittel oder die Anzahl an Niederspannungsnetzen stehen nicht öffentlich zur Verfügung und werden deshalb nicht als Merkmale berücksichtigt.

Als Auswertungsgröße wurde der Fehler bei einer Skalierung der Merkmale der repräsentativen Netze auf Gesamtdeutschland festgelegt. Ein geringer Fehler bedeutet, dass die repräsentativen Netze in Summe die Merkmale der Grundgesamtheit gut widerspiegeln.

Die Clusteranalyse wurde für vier verschiedene EE-Ausbauszenarien und drei verschiedene Stützjahre (2030, 2040, 2050) durchgeführt. Die betrachteten Szenarien stammen aus einem Beitrag des Öko-Institut e.V., der im Rahmen von enera entwickelt wurde. In Abhängigkeit des betrachteten Szenarios ergeben sich unterschiedliche Ausprägungen der Merkmale. Neben der Betrachtung der genannten Szenarien wurden verschiedene Clusteralgorithmen und Anzahlen an resultierenden repräsentativen Netzen untersucht. Eine Beschreibung der verwendeten Clusteralgorithmen und Untersuchungen zu unterschiedlichen Anzahlen repräsentativer Netze findet sich in [3]. Als optimales Gesamtergebnis wurde ein resultierender Datensatz ausgewählt, welcher bei Skalierung der Ergebnisse auf Gesamtdeutschland unter Berücksichtigung aller Szenarien den gesamt geringsten Fehler aufweist. So kann gewährleistet werden, dass ein Datensatz repräsentativer Netzregionen für alle Szenarien robust gültig ist. Die resultierenden acht repräsentativen Netzregionen sind in Bild 7 dargestellt.

Es zeigt sich eine Durchmischung von seltenen ausgeprägten Netzen (bspw. Netze 1 und 8) und häufigen Durchschnittsnetzen (Netz 2 und 3). Anhand der Zugehörigkeit der einzelnen Netze zu den repräsentativen Clustern lassen sich regionale Besonderheiten gut erkennen. So sind die Lastzentren – etwa das Ruhrgebiet, Berlin oder Hamburg – ländliche windgeprägte Netze im Norden und Netze mit hoher Durchdringung an Photovoltaik im Süden Deutschlands klar zu erkennen. Die resultierenden Netzregionen spiegeln somit die



Heterogenität der tatsächlichen Netze wider. Auf Basis der Netzregionen erfolgt eine Modellierung der Netze. Dazu wird der an der FGH entwickelte Verteilnetzgenerator eingesetzt [2][4]. Der Algorithmus wurde erweitert, um die Veränderungen der Versorgungsaufgabe in den Szenarien abzubilden. Die modellierten Netze werden im weiteren Projektverlauf für die durchzuführenden Systemstudien genutzt, auf deren Basis netzübergreifend allgemeingültige Aussagen in Abhängigkeit der gegenwärtigen und zukünftigen Ausprägung des Elektrizitätsversorgungssystem abgeleitet werden.

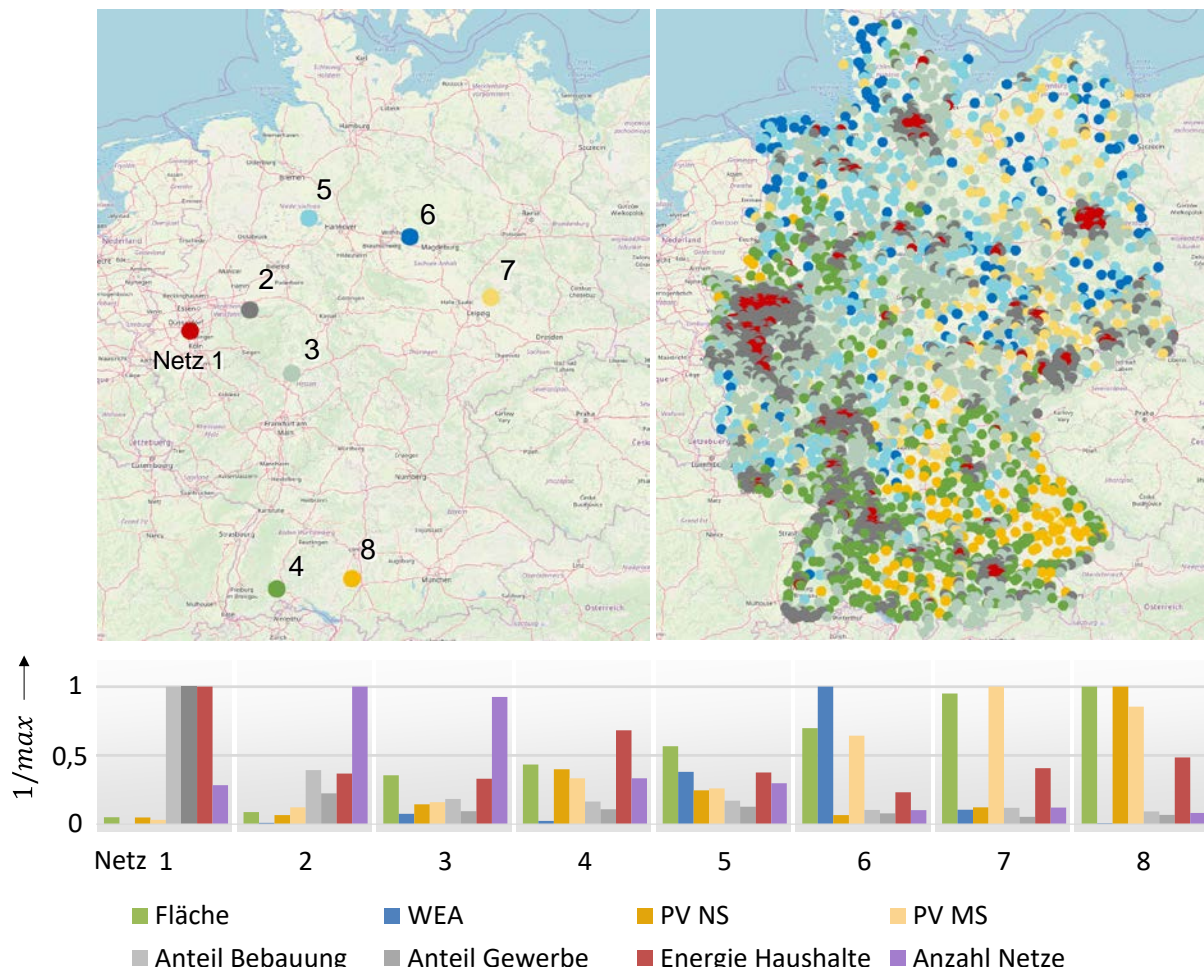


Bild 7 Oben links: Repräsentative Netze der Cluster, oben rechts: Zuordnung der Netze zu den Clustern, unten: Charakteristika der repräsentativen Netze [4]

## Literatur

- [1] Hirth, L.; Maurer, C.; Schlecht, I.; Tersteegen, B.: Strategisches Bieten in Flex-Märkten. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 6, 2019, pp. 52-56
- [2] Tran, J.; Wirtz, C.; Pfeifer, P.; Wursthorn, D.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: Modelling of synthetic power distribution systems in consideration of the local electricity supply task, 25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid/Spanien, 2017
- [3] Pfeifer, P.; Tran, J.; Berns, M.; Krahl, S.; Moser, A.: Modellierung robuster repräsentativer synthetischer Mittelspannungsnetze. 16. Symposium Energieinnovation, Graz/Österreich, 2019
- [4] Quelle der Karte: OpenStreetMap
- [5] Jahresbericht FGH 2018

## CableCop – Diagnose-Guide zur Behandlung der Auswirkungen von Verkabelung im deutschen Höchstspannungsnetz

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.09.2018 – 31.08.2021

Das Projekt CableCop, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), erarbeitet Handlungsempfehlungen für eine beschleunigte Netzplanung auf Höchstspannungsebene im Kontext zunehmender Verkabelung sowie deren Auswirkungen. Das Konsortium setzt sich aus den 4 deutschen Übertragungsnetzbetreibern und dem FGH e.V. zusammen.

### Motivation und Zielsetzung

Im Forschungsprojekt CableCop werden reale Höchstspannungs-Netzbereiche hinsichtlich der aus Erdkabelzubau resultierenden Einflüsse auf die Netzcharakteristika modelliert und simuliert. Dabei stehen die Auswirkungen auf den Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz hinsichtlich der Verschiebung und Ausbildung von Resonanzen sowie Fragen der Ausbreitung transienter Überspannungen im Fokus. Die Auswirkungen durch zunehmende Kabel-Stromkreislängen, damit verbundene Risiken und Abhilfemaßnahmen werden ermittelt und diskutiert. Damit werden entsprechende systemtechnische Auswirkungen der Kabelstrecken für die Netzplanung und Kostenermittlung über einen Leitfaden verbessert.

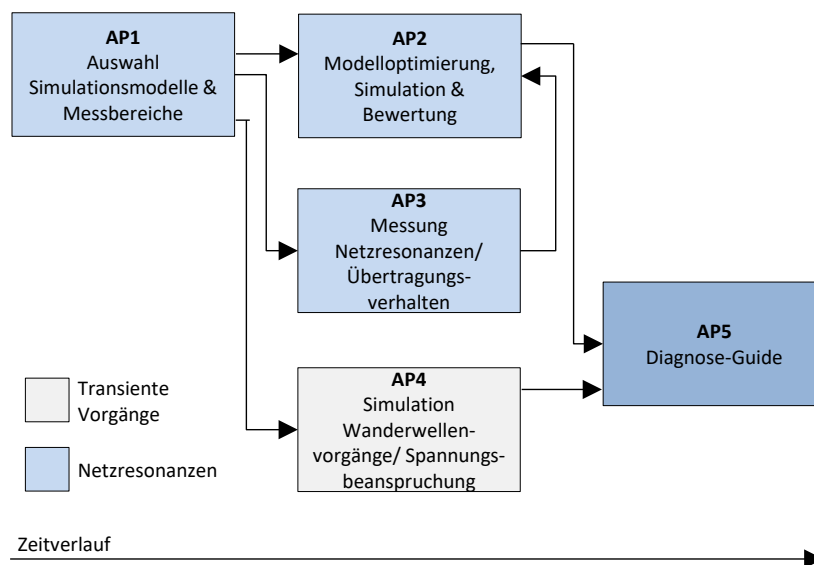


Bild 1 Arbeitspaketstruktur

Im Rahmen des durch die Energiewende getriebenen Netzausbaus der Übertragungsnetzebene wird von breiten Teilen der Bevölkerung die Erdverkabelung vor allem aufgrund der als geringer erachteten Auswirkung auf das Landschaftsbild sowie aus Umweltschutzaspekten favorisiert. Die gegenüber Freileitungen deutlich erhöhte Betriebs- und Erdkapazitäten lassen erhebliche Verschiebungen von Resonanzstellen in der Netzimpedanz erwarten, was in der Folge im Zusammenwirken mit Netzkunden zu kritischen Oberschwingungspegeln führen kann. Die geringere Längsimpedanz schafft an den Schnittstellen zwischen Kabel- und Freileitungen neue Herausforderungen bei der Beherrschung transienter Überspannungen und Wanderwellenvorgänge. Dies erfordert aufwendige Analysen in der Detailplanung der Netze, um die Realisierbarkeit bzw. die Kosten von Gegenmaßnahmen abzuschätzen. Zudem sind die Auswirkungen nicht alleine durch die Existenz der Kabelstrecke bestimmt, sondern ergeben sich systemtechnisch zusammen mit den Eigenschaften des Netzgebiets. Daher soll im Forschungsprojekt CableCop ein Leitfaden entwickelt werden, der es erlaubt schnell wesentliche Risiken zu ermitteln und erforderliche Gegenmaßnahmen



abzuschätzen, um eine beschleunigte Netzplanung zu ermöglichen.

Das Konsortium des Projekts setzt sich aus den 4 deutschen Übertragungsnetzbetreibern sowie der FGH zusammen. Die FGH bringt dabei ihre umfassende netztechnische Expertise ein, wobei sowohl systemtechnische Modellfragen und Simulationen behandelt werden, als auch die Frage der Messbarkeit der frequenzabhängigen Impedanz im Übertragungsnetz als auch mit Verkabelungen verbundene Isolationskoordinationsfragen bearbeitet werden.

Im Projekt ist die Bearbeitung von 5 Arbeitspaketen vorgesehen (vgl. Bild 1), wobei thematisch zwischen den parallel bearbeitbaren Themenfeldern „Netzresonanzen (AP2 und AP3)“ und „transiente Vorgänge (AP4)“ unterschieden wird.

### **AP 1 – Auswahl Simulationsmodelle & Messbereiche**

Im AP1 werden zunächst die Grundlagen für die weiteren Arbeitspakete gelegt. Es wird eine Auswahl der im Rahmen des Projekts für die Bewertung von Netzresonanzen weiterzuentwickelnden Simulationsmodelle durchgeführt. Diese sollen zur realitätsnahen Abbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz in Simulationswerkzeugen relevant sein und soweit möglich anhand der ausgewählten Messorte auf Messdatenbasis validiert werden können. Die Messbarkeit der frequenzabhängigen Netzimpedanz stellt eine besondere Herausforderung im Projekt dar, da eine aktive Anregung durch entsprechendes Equipment aufgrund der vorhandenen hohen Spannungen wie auch der erforderlichen Leistungen praktisch ausscheidet. Daher werden vielsprechende Ansätze verfolgt, die die Ermittlung aus Ausgleichsvorgängen erlauben, die aus betrieblichen Schaltungen resultieren. Weiterhin wird eine Auswahl geeigneter Messobjekte für das Arbeitspaket 3 zur Messung von Netzresonanzen sowie dem frequenzabhängigen Übertragungsverhalten von Betriebsmitteln, insbesondere Kabeln erfolgen. Dabei werden Aspekte wie „Zugänglichkeiten“, „Möglicher Anschluss von Messequipment“ und „Topologische Struktur des Netzes“ berücksichtigt. Im AP5 werden die Erkenntnisse abschließend im Rahmen eines „Diagnose-Guides“ gebündelt. Fokus hierbei sind Modellierungs- und Handlungsempfehlungen. Es werden Empfehlungen über die geeignete Abbildung von Randnetzen sowie der notwendigen Größe des Betrachtungsbereichs gegeben. Die Untersuchungen der transienten Vorgänge durch Schalthandlungen und Wanderwellenvorgänge tragen in Form von Empfehlungen zur simulationstechnischen Umsetzung, sowie geeigneten Maßnahmen bei identifizierten kritischen Überbeanspruchungen von Betriebsmitteln bei.

### **AP 2 – Simulation, Modelloptimierung und Bewertung zu Netzresonanzen**

Zur Herleitung der im AP 2 notwendigen Arbeitsschritte zeigt Bild 2 wie der Diagnose-Guide in der späteren Anwendung eingesetzt werden soll. In einer Netzausbausituation stellt sich die Frage, ob die betreffende Leitungsstrecke in Form einer Freileitung oder eines Kabels ausgestaltet werden soll. Vereinfacht betrachtet sind dabei die der Leitungsstrecke angrenzenden Anschlussknoten von besonderer Relevanz für die frequenzabhängige Netzimpedanz. Neben der realitätsnahen Modellierung der betreffenden Leitungsstrecke, muss ebenfalls das umgebende Netz der betreffenden Spannungsebene hinreichend genau modelliert werden. Weiterhin sind die unterlagerten 110-kV-Netze zu beachten, da nach bisherigen Erkenntnissen ein signifikanter Einfluss auf die resultierende, frequenzabhängige Netzimpedanz zu erwarten ist [1][2]. Sind alle Modellierungsarbeiten abgeschlossen wird die Netzimpedanz für eine Frequenzbandbreite von 100 Hz bis 2.500 Hz simuliert. Im Anschluss erfolgt die Bewertung der Netzimpedanzverläufe für die Ausgestaltung der Leitungsstrecke mit Kabeln oder aber Freileitungen in Bezug auf den Ursprungszustand des Netzes. Im Rahmen erster Überlegungen kann dabei der Unterschied zwischen den Amplituden der ersten Resonanzstellen ( $\Delta Z$ ) als Bewertungsgröße herangezogen werden. Hier ergibt sich die Frage, welche Wertedifferenz als kritisch einzustufen ist. Dabei ist ebenfalls der Ist-Zustand der Oberschwingungsspannungspiegel der betreffenden Frequenz zu berücksichtigen.

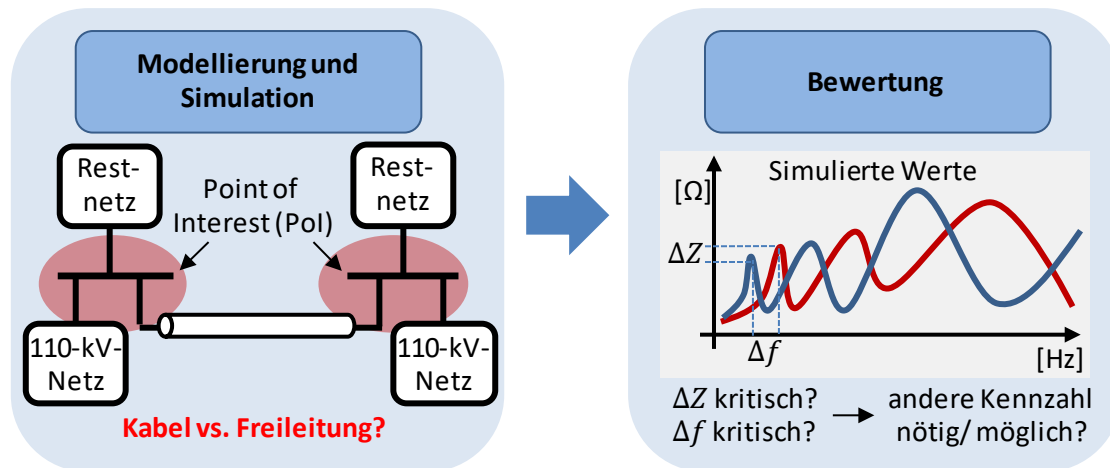


Bild 2 Vorgehen/ Anwendung des Diagnose-Guides

Ein weiteres Bewertungskriterium können die ersten Resonanzfrequenzen sein. Dabei muss ausgewertet werden inwiefern sich die Frequenzen der Resonanzstellen durch den Einsatz von Kabelstrecken zu niedrigeren Frequenzen verschieben. Auch hier stellt sich die Frage, welcher Frequenzunterschied als kritische einzustufen ist. Zusätzlich zu den beiden bereits erwähnten Bewertungskriterien können weitere bisher noch nicht bekannte Kennzahlen oder Bewertungsgrößen notwendig sein.

Das untenstehende Bild 3 zeigt die drei aus dem oben beschriebenen Vorgehen des Diagnose-Guides sich ergebenden Arbeitsfelder des AP 2.

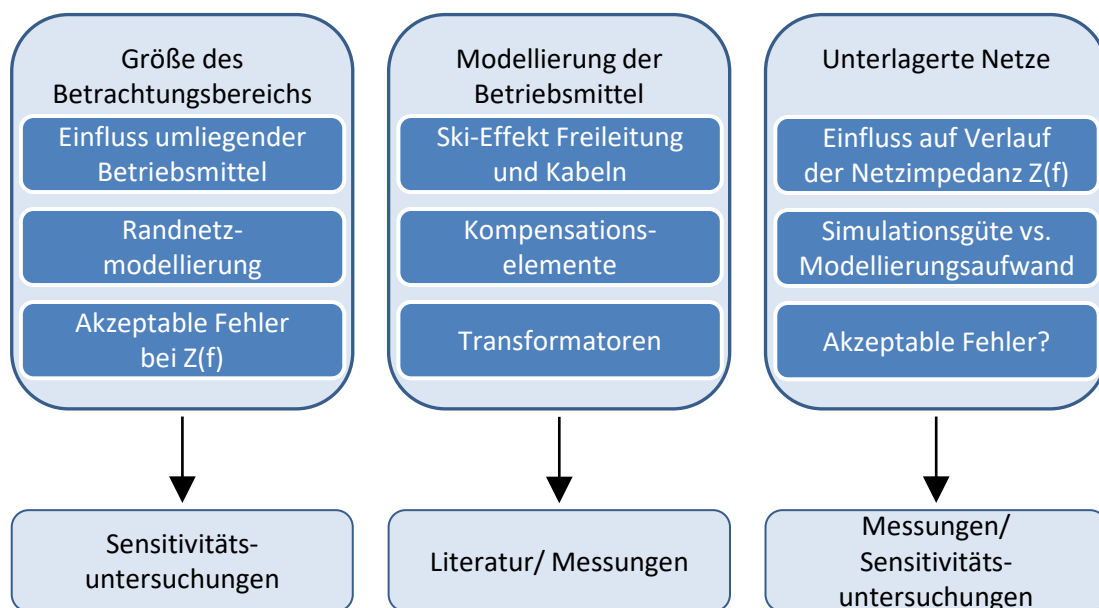


Bild 3 Übersicht Arbeitsfelder AP 2

Die Größe des Betrachtungsbereichs ist maßgeblich für den Modellierungsaufwand des später zu simulierenden Netzmodells. Dazu muss der Einfluss der umliegenden Betriebsmittel erfasst sowie geeignete Modelle für die Randnetzabbildung entwickelt werden. Anschließend muss festgestellt werden, ob Fehler aufgrund von Modellvereinfachungen oder der Randnetzmodelle im akzeptablen Bereich liegen. Dies soll mit simulativen Sensitivitätsuntersuchungen erfolgen. Hinsichtlich der Modellierung der Betriebsmittel sind insbesondere bei Kabeln der Einfluss des Skin-Effekts zu berücksichtigen. Kompensations-elemente stellen modelltechnisch eine große Kapazität oder Spule dar und können somit eine erhöhte

Relevanz für die Netzimpedanz bzw. deren Resonanzstellen besitzen. Transformatoren stellen hinsichtlich der Resonanzstellen oftmals den Gegenspieler zu Kapazitäten im Netz dar. Je nach Bezugspunkt können durch das Wirken von Leitungskapazitäten oder aber unterlagerter Kapazitäten Parallelresonanz- oder aber Serienresonanzstellen entstehen. Unabhängig davon hat die Modellierung des Transformators auch Einfluss auf die Wirkung unterlagerter Netze.

Im Folgenden werden bereits durchgeführte exemplarische Untersuchungen in den in Bild 3 aufgeführten Arbeitsfeldern vorgestellt. Als erstes soll der Einfluss der unterlagerten Netze sowie des Transformators verdeutlicht werden. Dazu wird in einem exemplarischen Testnetz ein Knoten mit und ohne unterlagertem Netz betrachtet.

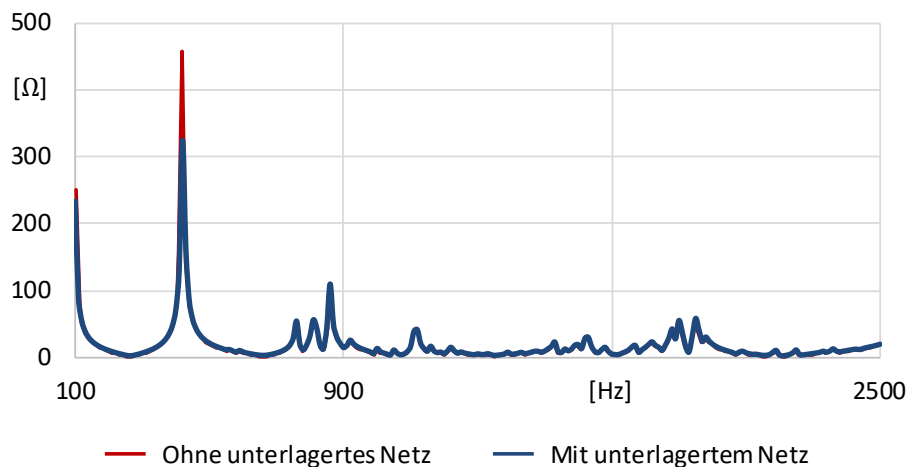


Bild 4 Einfluss unterlagertes Netz auf resultierende Netzimpedanz

Bild 4 zeigt, dass im vorliegenden Fall das unterlagerte Netz insbesondere Einfluss auf die Resonanzstelle hat. Dabei wird durch das unterlagerte Netz die Amplitude der Resonanzstelle reduziert bzw. bedämpft. Im höheren Frequenzbereich ist kein Einfluss zu erkennen. Zur Ursachenanalyse ist Bild 5 heranzuziehen.

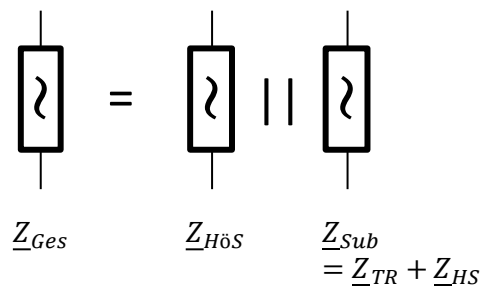


Bild 5 Bestandteile der Netzimpedanz

Dieses Bild zeigt die allgemeinen Bestandteile der Netzimpedanz. Die resultierende Gesamtimpedanz  $\underline{Z}_{Ges}$  lässt sich als Parallelschaltung der Impedanz  $\underline{Z}_{HöS}$  des betrachteten Höchstspannungsnetzes sowie der Impedanz  $\underline{Z}_{Sub}$  des unterlagerten Netzes ausdrücken. Die Impedanz  $\underline{Z}_{Sub}$  des unterlagerten Netzes stellt sich dabei als Reihenschaltung aus Transformatorimpedanz  $\underline{Z}_{TR}$  und Impedanz  $\underline{Z}_{HS}$  des Hochspannungsnetzes dar. Anhand dieses Zusammenhangs lässt sich erkennen, dass bei einem im Verhältnis zu  $\underline{Z}_{HöS}$  deutlich höheren Impedanzwert des unterlagerten Netzes der Einfluss auf die resultierende Impedanz  $\underline{Z}_{Ges}$  immer geringer wird. Bild 6 stellt in Teil (a) die der Reihenschaltung aus Transformator und Hochspannungsnetz entsprechende Impedanz  $\underline{Z}_{Sub}$  des unterlagerten Netzes und in Teil (b) die Impedanz  $\underline{Z}_{HS}$  des Hochspannungsnetzes dar.

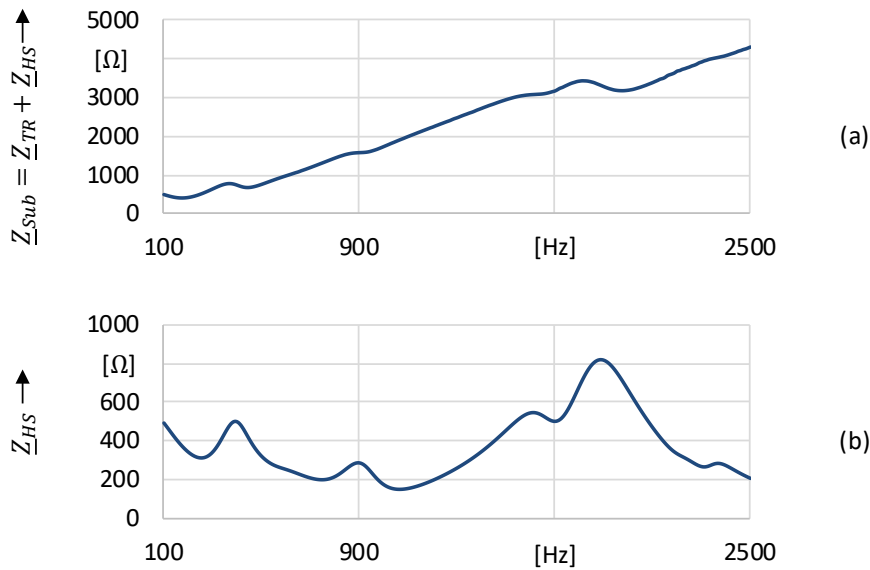


Bild 6 Frequenzabhängiger Verlauf der Impedanz  $Z_{Sub}$  und  $Z_{HS}$

Betrachtet man den Verlauf der Impedanz  $Z_{Sub}$  über die Frequenz, so ist zunächst das Werteverhältnis zur Impedanz  $Z_{H\ddot{o}S}$  des Höchstspannungsnetzes ohne unterlagerte Netzebene zu beachten. Hierbei ist zu erkennen, dass die Beträge der Impedanz  $Z_{H\ddot{o}S}$  im gesamten Frequenzbereich deutlich niedriger sind, als die Beträge der Impedanz  $Z_{Sub}$ . Der Verlauf der Impedanz  $Z_{Sub}$  wird deutlich durch den linear steigenden Frequenzverlauf dominiert. Hier wirken die Streureaktanzen des Transformators, die mit steigender Frequenz linear zunehmen. Die auf die Oberspannungsseite des Transformators bezogene Impedanz  $Z_{HS}$  des Hochspannungsnetzes weist deutliche Resonanzstellen auf. Allerdings treten diese in der Impedanz  $Z_{Sub}$  des unterlagerten Netzes nur in sehr abgeschwächter Form auf. Der im Verhältnis zur Impedanz  $Z_{H\ddot{o}S}$  des betrachteten Höchstspannungsnetzes hohe Absolutbetrag der Impedanz  $Z_{Sub}$  ist verantwortlich für den geringen Einfluss der unterlagerten Netzebene. Hierbei wird deutlich, dass insbesondere der Wahl des Transformator-Modells eine hohe Bedeutung zukommt. Weiterhin ist auch die Höhe der Impedanz  $Z_{H\ddot{o}S}$  des betrachteten Höchstspannungsnetzes ohne unterlagerte Netzebene entscheidend. Im weiteren Projektverlauf sollen hier weitere Untersuchungen zur detaillierten Abschätzung des Einflusses der unterlagerten Netzebene im Kontext der Transformatormodellierung erfolgen.

Weiterhin ist neben dem Einfluss der unterlagerten Netzebene auf die frequenzabhängige Netzimpedanz auch die Nachbildung der unterlagerten Netzebene eine relevante Fragestellung. Für die oben erläuterten exemplarischen Untersuchungen wurde ein vollständig modelliertes Hochspannungsnetz verwendet. Im Kontext der Anwendung des Diagnose-Guides würde eine vollständige Modellierung der unterlagerten Netzebene einen hohen Modellierungsaufwand bedeuten. Aus diesem Grund ergibt sich die Frage, inwiefern die unterlagerte Netzebene durch vereinfachte Modelle nachgebildet werden kann. In einem ersten Ansatz wird untersucht, inwiefern die unterlagerte Netzebene durch einen RLC-Parallelschwingkreis nachgebildet werden kann. Bild 7 zeigt das zugehörige Ersatzschaltbild. Die Wirkleistung kann an der Übergabestelle von HS-Netz zu Hös-Netz durch eine Lastflussrechnung ermittelt werden.

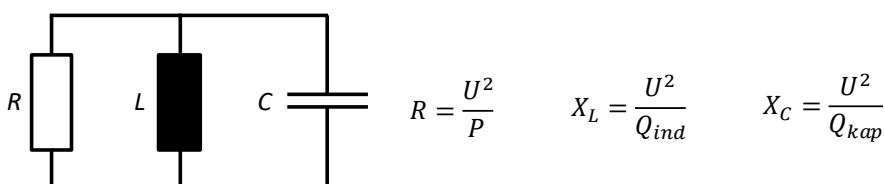


Bild 7 RLC-Ersatzschaltung zur Abbildung des unterlagerten Netzes

Bei der Ermittlung der induktiven und kapazitiven Blindleistung ist eine Lastflussrechnung problematisch, da die Blindleistungsarten an der Übergabestelle bereits miteinander bilanziert sind. Schaltet man hingegen alle Netzkunden im unterlagerten Netz aus erhält man ein nur noch die Netzverluste und infolgedessen auch die kapazitiven Ladeleistungen der Leitungstrecken. Bild 8 zeigt den Vergleich der frequenzabhängigen Netzimpedanz der beiden Modellierungsvarianten sowohl für die resultierende Netzimpedanz der Höchstspannungsebene als auch für die unterlagerte Impedanz  $\underline{Z}_{Sub}$  des unterlagerten Netzes.

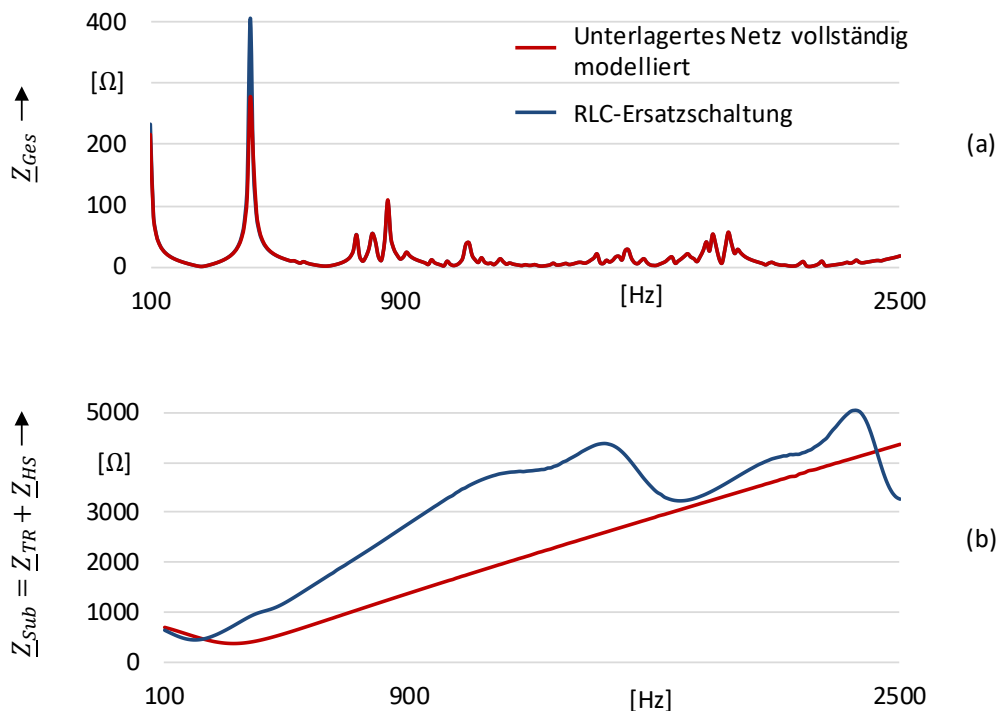


Bild 8 Vergleich der Modellierungsvarianten unterlagerten Netze

Beim Vergleich der Modellierungsvarianten fällt auf, dass die Resonanzstelle der Netzimpedanz (Bild 8 a) bei der Modellierungsvariante mit der RLC-Ersatzschaltung deutlich stärker bedämpft wird und infolgedessen etwa 110  $\Omega$  tiefer liegt als der tatsächliche Impedanzwert. Beachtet man dazu den Verlauf der unterlagerten Impedanz  $\underline{Z}_{Sub}$  ist zu erkennen, dass der Impedanzwert von  $\underline{Z}_{Sub}$  bei Modellierung mit der RLC-Ersatzschaltung deutlich unter dem Wert der tatsächlichen Impedanz bei vollständiger Modellierung des Hochspannungsnetzes liegt. Hier zeigen sich somit Modellierungsunschärfen des RLC-Ersatzschaltbildes, welche durch die Parametrierung auf Basis von Lastflussparametern zurückzuführen sind. Im Laufe des Projektes werden noch weitere Möglichkeiten zur besseren Nachbildung der unterlagerten Netzebene untersucht.

Zudem werden auch Modellierungsansätze zur Dimensionierung der Betrachtungsbereichsgröße sowie der Abbildung der Randnetzbereiche untersucht.

### AP 3 – Messtechnische Analyse von Netzimpedanzen und Oberschwingungspegeln und die Auswirkung auf die Netzresonanzen

In diesem Arbeitspaket soll ein Beitrag zur Optimierung der vorhandenen Simulationsmodelle durch messtechnische Untersuchungen geliefert werden. Dabei werden verschiedene Untersuchungsschwerpunkte verfolgt.

Der derzeitige Ist-Zustand der Oberschwingungsbelastung im HÖS-Netz soll durch die Messung von Oberschwingungsspannungen erfasst werden. Diese Oberschwingungspegel können hilfreich zur Abschätzung



des möglichen Gefährdungspotentials durch Resonanzstellenverschiebungen in Folge eines zukünftigen Zubaus von Kabelstrecken sein. Die Erfassung der Pegel erfolgt über die bei den Übertragungsnetzbetreibern installierten Power Quality Störschreiber und wird, zur Abdeckung verschiedener Lastfälle und Systemzustände, über einen Zeitraum von mehreren Wochen durchgeführt.

Weiterhin soll durch die detaillierte Vermessung der frequenzabhängigen Impedanz von bereits installierten 380 kV Kabelsystemen die Basis geschaffen werden, um zukünftig den Einfluss der Kabel auf die Netzimpedanz genauer modellieren zu können. Da Herstellerangaben zum frequenzabhängigen Verhalten der Kabel in dieser Spannungsebene fehlen, sollen die Messergebnisse die Grundlage für eine möglichst genaue Nachbildung von Kabelstrecken in den Simulationsprogrammen sein. Im Rahmen der Arbeiten konnte eine geeignete Kabelstrecke eines Projektpartners für eine Vermessung identifiziert werden. Da für die Messung selbst spezialisierte Mess-Hardware erforderlich ist, wird die Untersuchung in Zusammenarbeit mit einem externen Partner erfolgen. Ein genauer Zeitraum für die Durchführung der Vermessung steht derzeit noch nicht fest, da zunächst noch ein Termin für eine Freischaltung der Kabelstrecke gefunden werden muss.

Als dritter Schwerpunkt des Arbeitspakets wird die Möglichkeit der messtechnischen Erfassung der frequenzabhängigen Netzimpedanz untersucht. Im normalen Netzbetrieb liegen lediglich die netzfrequente Spannungs- und Stromkomponente und deren harmonische Frequenzanteile vor. Da eine Anregung von dazwischen liegenden Frequenzanteilen durch spezielle Generatoren in der HÖS-Ebene ausscheidet, wird die Übertragbarkeit eines für Mittelspannungsnetze erprobten Verfahrens auf die HÖS-Ebene genauer betrachtet. Hierbei erfolgt eine Auswertung von betriebsüblichen Ausgleichsvorgängen, wie z.B. den Zuschaltvorgang einer Kapazität, bei dem eine breitbandige Anregung des Netzes auftritt. Das Verfahren ist in der Lage mit Hilfe der Spektralanalyse aus einem Messdatensatz von Spannungen und Strömen den frequenzabhängigen Verlauf des Betrages und der Phase der Netzimpedanz am Ort der Zuschaltung zu ermitteln.

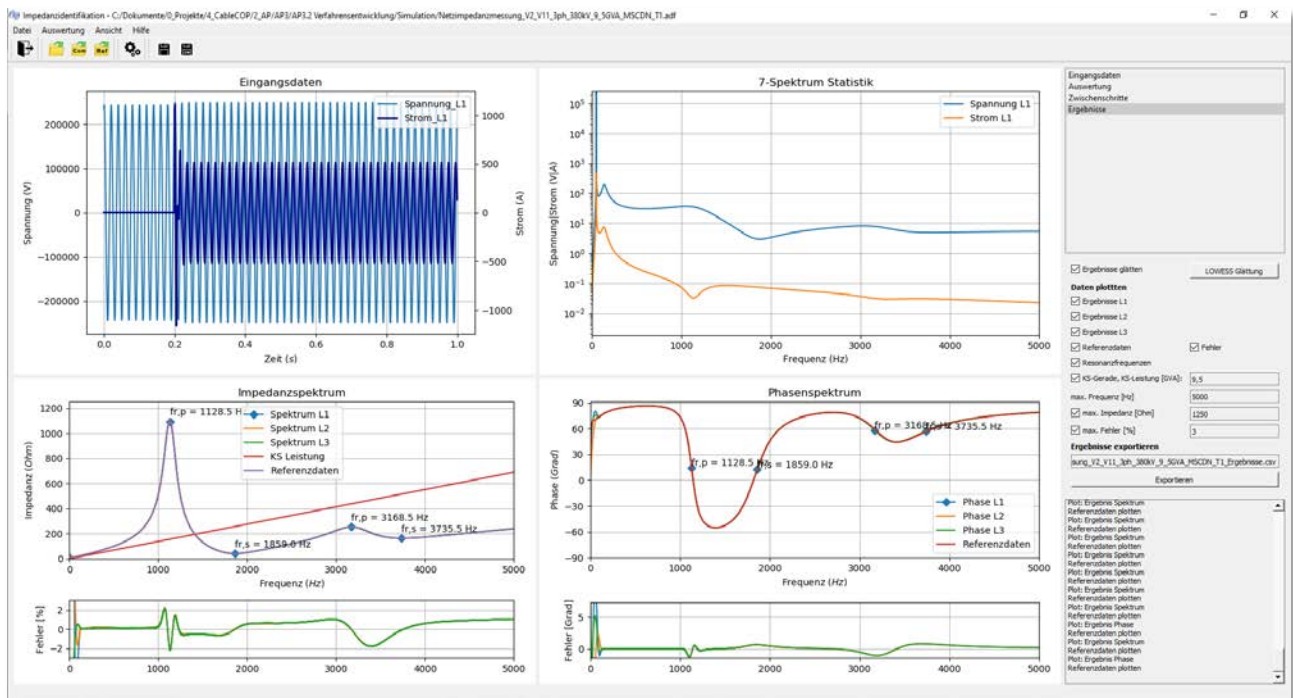


Bild 9 Auswertetool mit Darstellung der Eingangsdaten (links oben), Signalspektren (rechts oben), ermittelter Impedanz mit Referenzdaten und Fehlerauswertung (links unten: Impedanzbetrag, rechts unten: Phasengang)

Zur Erprobung des Verfahrens wurde im Rahmen der Arbeiten zunächst ein Auswertalgorithmus mit grafischer Benutzeroberfläche in Python implementiert (Bild 9). Die Validierung des Algorithmus erfolgte im ersten Schritt mit Eingangsdaten die mit Hilfe von transienten Simulationsprogrammen wie EMTF und MATLAB Simulink gewonnen wurden. Dazu wurde eine entsprechende Schalthandlung in einem Referenznetzwerk mit bekannter frequenzabhängiger Impedanz simuliert, die so gewonnenen Daten mit dem Auswertalgorithmus ausgewertet und der Identifikationsfehler bestimmt. Hierbei ergab sich eine sehr gute Übereinstimmung von der ermittelten Impedanz mit dem Referenzverlauf. Der Identifikationsfehler lag bei maximal 2 % und ist im Wesentlichen abhängig von der verwendeten Glättungsfunktion (siehe Bild 9).

In einem zweiten Schritt wurde der Auswertalgorithmus zusätzlich mit Labormessdaten validiert. Hierzu wurde im Labormaßstab eine Impedanz mit bekanntem Frequenzgang aufgebaut und durch Schaltvorgänge ein Ausgleichsvorgang angeregt und aufgezeichnet. Dabei konnten unter bestimmten Voraussetzungen ebenfalls gute Übereinstimmungen zwischen identifizierter Impedanz und dem Referenzverlauf erzielt werden. Allerdings zeigten sich auch die Grenzen des Auswertverfahrens, da es mit der heutigen Messtechnik nicht möglich ist, beliebig kleine Signalamplituden zu erfassen. Sofern bei einer geringen Systemanregung in bestimmten Frequenzbereichen kleine Signalanteile im Grundrauschen untergehen, ist eine Identifikation der Impedanz nur noch eingeschränkt möglich (Bild 10).

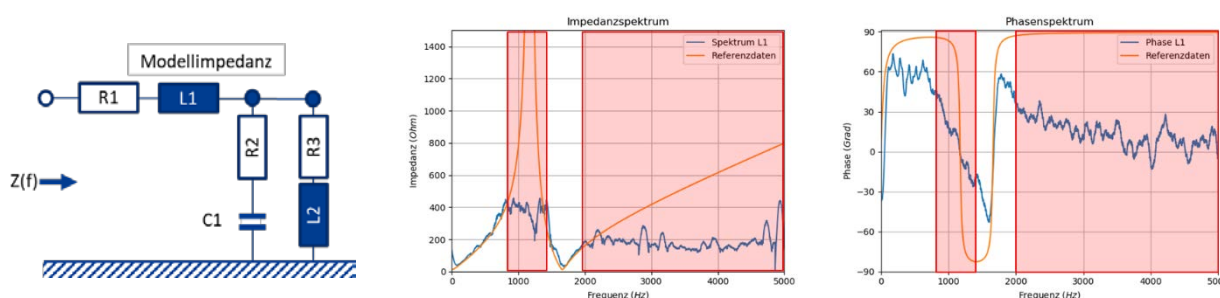


Bild 10 Aufbau der Laborimpedanz (links), Betrag (Mitte) und Phase (rechts) der identifizierten Impedanz bei geringer Systemanregung und nicht optimal konfiguriertem Messsystem

Für die Anwendbarkeit des Verfahrens ist es also entscheidend, einerseits für eine möglichst hohe Anregung des Systems im relevanten Frequenzbereich zu sorgen, andererseits muss aber auch die Messtechnik so gewählt und konfiguriert werden, dass neben den immer vorhandenen hohen Amplituden der 50-Hz-Netzfrequenz auch noch möglichst kleine Signale sicher erfasst werden können. Aus diesem Grund empfiehlt es sich bei jeder Messung zusätzlich eine Nullmessung durchzuführen, bei der lediglich das Grundrauschen ohne die zu messenden Nutzsignale vorhanden sind. Hieraus kann so für den Messaufbau eine Bewertung hinsichtlich des Rauschverhaltens durchgeführt werden. Über die gewonnenen Kenngrößen (Mittelwert, Standardabweichung, Bestimmungsgrenze usw.) kann darauf geschlossen werden, welche minimalen Signalanteile noch detektierbar sind und für die Auswertung herangezogen werden können. Frequenzbereiche bei denen die gemessenen Signale unterhalb dieser Grenze liegen, müssten bei der Auswertung ausgeschlossen werden.

Mit dem Auswertverfahren war es außerdem möglich bereits vorhandene Messdatensätze von Ausgleichsvorgängen auszuwerten, die der FGH von den Projektpartnern zur Verfügung gestellt wurden. Dabei handelte es sich um Zuschaltvorgänge eines Transformators und mehrerer MSCDN-Anlagen (Mechanical Switched Capacitor with Damping Network) im Übertragungsnetz. Die Messdaten stammen teilweise aus eigenen Messungen der Netzbetreiber oder auch aus automatisch aufgezeichneten Störschreibern. Darüber hinaus konnte die FGH in Zusammenarbeit mit einem Projektpartner selbst

mehrere Zuschaltvorgänge einer MSCDN-Anlage mit eigener Messtechnik aufzeichnen. Dabei konnten die Spannungen und Ströme am 380 kV Knoten und an einem 110 kV Abgang aufgezeichnet und zusätzlich eine Nullmessung zur Bestimmung des Rauschens durchgeführt werden. Anhand des Ausgleichsvorgangs auf der 380 kV Spannungsebene erfolgt mit verringerter Stärke auch eine Systemanregung des unterlagerten 110 kV Netzes. Trotz der geringeren Anregung war es möglich auch für den 110 kV Abgang eine Auswertung der Impedanz bis etwa 1,5 kHz durchzuführen. Darüber hinaus heben sich die gemessenen Signale nicht deutlich genug von der Rauschgrenze ab.

#### **AP 4 – Metastudie und Simulationen zu transienten Spannungsbeanspruchungen und Wanderwellenvorgängen**

In diesem Arbeitspaket wird zusätzlicher Input für den Diagnose-Guide in Form eines Überblicks über durchgeführten Arbeiten im Bereich der transienten Spannungsbeanspruchungen und Wanderwellenvorgänge in teilverkabelten Netzen der HÖS-Ebene erarbeitet und entsprechende Maßnahmen zur Risikoversorge abgeleitet. Es wurde damit begonnen eine Literaturrecherche zum Themenbereich der transienten Spannungsbeanspruchung und Wanderwellenvorgänge durchzuführen und eine Zusammenfassung der bereits durchgeführten und relevanten Studien zu erstellen. Weiterhin wird untersucht, ob sich durch spezielle Begebenheiten im deutschen Übertragungsnetz oder noch nicht betrachtete, aber mögliche Netzkonstellationen ein zusätzlicher Untersuchungsbedarf durch transiente Simulationsberechnungen ergibt. Das zu erwartende Gefährdungspotential soll bei Bedarf durch weitere Simulationen abgeschätzt werden.

#### **Literatur**

- [1] Barakou, F.; Bollen, M.H.J; Mousavi-Gargari, S.; Wouters, P.A.A.F.; Steennis, E.F.: Downstream network modeling for switching transients in EHV networks containing cables. IEEE Manchester PowerTech, Manchester, United Kingdom, 2017
- [2] Barakou, F.; Bollen, M.H.J; Mousavi-Gargari, S.; Lennerhag, O.; Wouters, P.A.A.F.; Steennis, E.F.: Impact of Load Modeling on the Harmonic Impedance seen from the Transmission Network. 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Belo Horizonte, Brasil, 2016

Ansprechpartner FGH ▪ M. Sc. Max Hoven  
(AP 2)

Dr.-Ing. Gregor Brammer  
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen  
Dipl.-Ing. Jan Scheffer  
(AP 3, AP4)

## **OVRTuere – Zeitweilige Überspannungen und abgeleitete Regeln für einen effizienten und sicheren Netzbetrieb**

### **FGH-Teilvorhaben: Einfluss des Übertragungs- auf das Verteilnetz sowie Konzeptentwicklung zur Vermeidung von Leistungsbilanzstörungen mittels netz- und kundenseitiger Maßnahmen**

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.11.2018 – 31.10.2021

*FGH e.V. und FGH GmbH sind beide Partner im vom BMWi geförderten Forschungsprojekt OVRTuere, in dem Ursachen für zeitweilige Überspannungen, deren zu erwartende Profile hinsichtlich Höhe und Dauer analysiert und schließlich aus Systemsicherheit zu vermeidende Ereignisse abgeleitet werden. Darauf basierend soll ein gesamtheitlich effizientes Paket von Abhilfemaßnahmen unter Einbezug von netz- und kundenseitigen Maßnahmen abgeleitet werden. Für die kundenseitig erforderliche Störfestigkeit gegenüber den zeitweiligen Überspannungen (High-Voltage-Ride-Through) werden bestehende Testverfahren bewertet und bei Bedarf weiterentwickelt.*

#### **Motivation und Zielsetzung**

Die Stabilität und Sicherheit des Stromnetzes ist für Gesellschaft und Wirtschaft von entscheidender Bedeutung. Daher sind Störereignisse in den Netzen, die nicht nur lokale Auswirkungen aufweisen, sondern großflächige Versorgungsunterbrechungen, Schäden oder Einschränkungen der Versorgungsqualität zur Folge haben können, zu vermeiden, sofern sie mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit eintreten können. Dies hat bei Forschung und Netzbetreibern zeitweilige Überspannungseignisse in den Fokus gerückt, da diese, wie nachfolgend erläutert, entsprechende Eigenschaften aufweisen.

Solche Überspannungseignisse können – wie reale Ereignisse bereits gezeigt haben – insbesondere als Folgeereignis von Netzstörungen auftreten, wenn es im Rahmen des Fehlers zu Verlust von Einspeiseleistung oder Lastabwurf kam.

Überspannungseignisse sind grundsätzlich kein neues Phänomen. Bei veränderter Störfestigkeit der Kunden am Netz, wie sie sich z.B. auf der Erzeugungsseite durch die Energiewende entwickeln kann, steigt aber die Wahrscheinlichkeit, dass nach einem Fehler im Netz die Versorgungsaufgabe durch Verlust von Verbrauchs- und/oder Erzeugungsleistung nicht mehr der vor dem Fehler entspricht. Somit sind zeitweilige Spannungsbandverletzungen und damit auch zeitweilige Überspannungen vor der Einregelung durch die dafür vorgesehenen Betriebsmittel nicht ausgeschlossen. Um solchen Gefährdungen gegenüber gewappnet zu sein, fordern erste nationale und internationale Netzanschlussrichtlinien inzwischen eine Überspannungsfähigkeit von ans Stromnetz angeschlossenen Großverbrauchern und Erzeugungsanlagen aller Art. Diese Anforderungen basieren allerdings auf Annahmen und Abschätzungen zur Höhe und zeitlicher Profile dieser Überspannungseignisse und bedürfen noch einer wissenschaftlichen Untermauerung. Damit soll Netzbetreibern und Herstellern von Erzeugungsanlagen eine belastbare Grundlage geliefert werden, worauf deren Betriebsmittel auszulegen sind.

Daher wurde das Forschungsvorhaben »OVRTuere (Over Voltage Ride Through – Zeitweilige Überspannungen und abgeleitete Regeln für einen effizienten und sicheren Netzbetrieb)« im November 2018 gestartet. Im Rahmen des Projekts erfolgt eine umfassende Analyse der technischen Ursachen für kritische großräumige Überspannungen im Stromnetz.

Im Rahmen des Projektes werden zunächst Netzsituationen, die zu zeitweiligen Überspannungen in Übertragungsnetzen führen, ermittelt und analysiert. Anschließend sollen verschiedene Maßnahmen zur Begrenzung der Überspannungen untersucht sowie die Kosten für netzseitige Maßnahmen zur Begrenzung

von Überspannungen den Kosten für die überspannungsfeste Auslegung von Erzeugungs- und Speicheranlagen gegenübergestellt werden. Auf Basis einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung dieser Kosten und unter Beachtung der Robustheit der Vorschläge gegenüber Änderungen auf Netz- wie Kundenseite werden Empfehlungen für Überspannungsanforderungen formuliert.

Die so ermittelten Anforderungen sollen mit bestehenden Überspannungsanforderungen verglichen und Verbesserungsvorschläge in Richtlinien-gremien eingebracht werden. Einen weiteren Schwerpunkt des Vorhabens bildet damit die Untersuchung, verschiedener Prüfansätze hinsichtlich ihrer Eignung, reale Überspannungseignisse hinreichend genau nachzubilden.

Mit Hilfe der Prüfeinrichtung sollen anschließend praktische Vermessungen an unterschiedlichen Anlagentechnologien durchgeführt und das dynamische Überspannungsverhalten der Anlagen gemäß den vorab ermittelten Anforderungen durch Entwicklungsarbeiten verbessert werden. Abschließend werden technologische Unterschiede herausgearbeitet und technische und wirtschaftliche Grenzen aufgezeigt. Diese fließen in die gesamtwirtschaftliche Optimierung netz- und anlagenseitiger Kosten zur Gewährleistung der Systemsicherheit ein.

### **Ziele und Tätigkeiten der FGH e.V.**

Die Tätigkeiten der FGH lassen sich in verschiedene Themenblöcke untergliedern, deren inhaltliche Trennung sich auch in der projektinternen Organisationsstruktur durch Zugehörigkeit zu verschiedenen Arbeitspaketen wiederfindet.

#### **Entwicklung eines Verfahrens zur Netzmodellierung und Simulation von Überspannungseignissen auf Verteilnetzebene**

Um die Auswirkungen von Überspannungseignissen auf Netze und angeschlossene Kunden zu simulieren und die Wirkung spannungsbegrenzender Konzepte und Maßnahmen zu bewerten, müssen Stromnetze geeignet modelliert werden. Im Fokus der FGH liegt dabei die Simulation und Modellierung der Verteilnetzebene. Um der großen regionalen Diversität auf Verteilnetzebene gerecht zu werden, reicht eine Untersuchung anhand weniger Referenznetze nicht aus. Daher sollen Modellierungstools eingesetzt werden, um synthetische regionalspezifische Verteilnetze zu erzeugen und Simulationen von Überspannungseignissen durchführen zu können.

Bereits in vorausgegangenen Arbeiten wurde ein solches Tool zur Erzeugung synthetischer Verteilnetze entwickelt [1, 2], das im Zuge einiger Anpassungen zur Modellierung von Netzen in der Mittel- und Niederspannungsebene (MS, NS) sowie der Verwendung dynamischer Modelle für die Kunden wie auch regelnder Netzkomponenten für das Projekt geeignet ist. Für die Untersuchungen im Rahmen von OVRTuere ist besonders der Einfluss des Übertragungs- auf das Verteilnetz relevant, was die detaillierte Abbildung der Hochspannungsebene (HS) erforderlich macht. Daher erfolgte in einem ersten Schritt die Erweiterung des Modellierungstools um die Hochspannungsebene.

Analog zum Verfahren zur Modellierung synthetischer Verteilnetze auf Mittel- und Niederspannungsebene werden öffentlich verfügbare Daten zur Modellierung genutzt. Die Hochspannungsebene wird in einzelne Abbildungsbereiche aufgespaltet. Dieser Ansatz ermöglicht eine Modularität in der Netzmodellierung und Untersuchung. So können verschiedene Netzkonzepte und Kundendurchdringungen modular miteinander kombiniert werden.

Gemeinsam mit dem Projektpartner, der die Abbildung des Höchstspannungsnetzes übernimmt, wurden Übergabepunkt zwischen Hoch- und Höchstspannungsebene definiert. Diese HöS/HS-Umspannstationen sollen nun zur Aufgliederung des Hochspannungsnetzes genutzt werden. Durch diese Aufteilung ist es möglich, die jeweils betrachtungsrelevanten Netze und Teilnetze der HS-Ebene modular zu kombinieren,



detailliert zu modellieren und außerhalb des Betrachtungsbereichs liegende Teile vereinfacht darzustellen. Anhand der an diesen Punkten auftretenden Netznutzungsfälle aus Sicht des Höchstspannungsnetzes und der modellierten Lasten und Einspeisungen in der Verteilnetzebene erfolgt auch die bilaterale Abstimmung der Netzmodellierungen mit dem beteiligten Projektpartner.

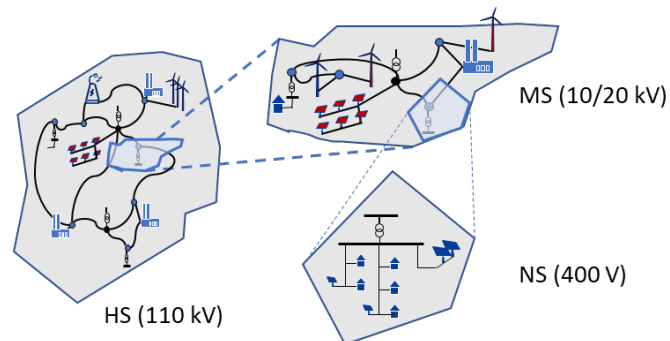


Bild 1 Darstellung des modularen Konzepts

Als Datensatz zur Modellierung der Netzstruktur können für die Hochspannungsebene in ausreichender Genauigkeit verfügbare Open-Street-Map (OSM)-Daten zur Leitungsstruktur genutzt werden.

Um eine Zuordnung der in der Verteilnetzebene vorhandenen Versorgungsaufgabe zu den HöS/HS-Umspannwerken zu ermöglichen, muss ein geeignetes Zuordnungsverfahren gewählt werden. Während sich bei einer Modellierung ohne gegebene Netzstrukturdaten zur Aufteilung flächenbasierte Verfahren wie eine Voronoi-Dekomposition anhand der euklidischen Distanz anbieten [1, 3], führt dieser Ansatz unter Einbeziehung bereits vorhandener Netzstrukturen zu suboptimalen Ergebnissen. Es kann zu einem destruktiven Aufbrechen der aus OSM abgeleiteten Netzstrukturen kommen, da Abschnitte einer einzigen Leitung verschiedenen Netzgebieten zugeordnet werden. Um dieses Problem zu vermeiden, wurde eine sogenannte Netzwerk-Voronoi-Dekomposition [4] genutzt. Ausgehend von einigen Startknoten (in diesem Fall der Problemstellung die Position der HöS/HS-Umspannstationen) werden nicht die Netzgebiete, sondern die Leitungen abschnittsweise den einzelnen Umspannstationen zugeordnet. Die Problemsituation und die beiden Ansätze sind in Bild 2 konzeptionell dargestellt.

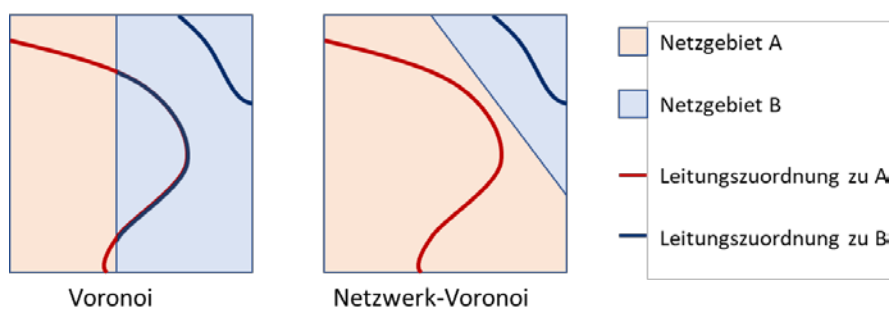


Bild 2 Problematik Gebietsaufteilung Voronoi vs. Netzwerk Voronoi

Knoten an der Schnittstelle der Zuordnung werden als Übergabepunkte zwischen den entsprechenden Netzen markiert, so dass die übergeordnete zusammenhängende und vermaschte Struktur des Hochspannungsnetzes nicht verloren geht. Alle in der HS-Ebene vorhandenen Netzkunden (Erzeuger und Verbraucher) können anschließend über die euklidische Distanz den in der HS-Struktur vorhandenen Knoten und somit einzelnen HS-Netzbezirken zugeordnet werden. Über die Zuordnung der unterlagerten MS-Netze durch Zuordnung der HS/MS-Umspannstationen können einem HS-Netz abschließend die den MS-Netzen

zugeordnete geographische Fläche sowie alle unterlagerten Netzelemente zugewiesen werden. Die Zuordnung der Gebietsflächen zu den ca. 380 definierten Hös/HS-Übergabepunkten ist in Bild 3 dargestellt.

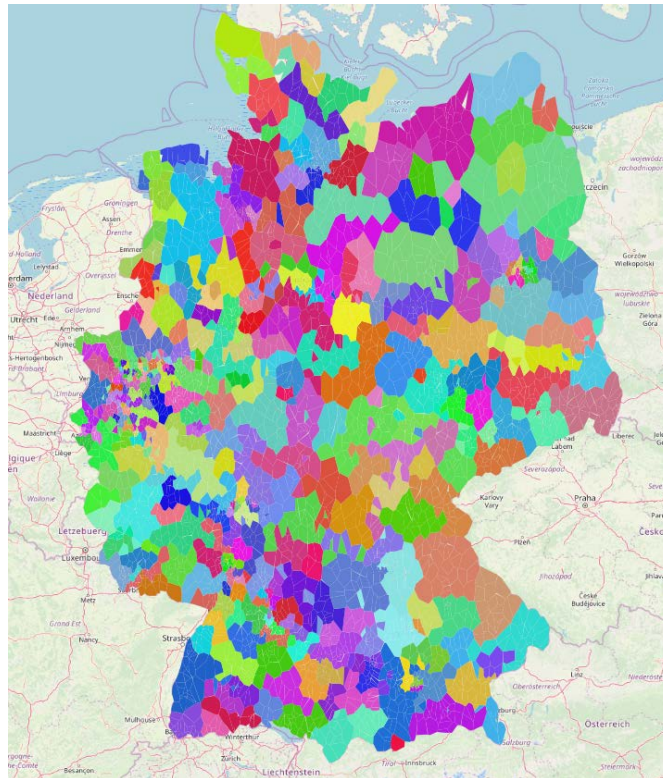


Bild 3 Gebietszuordnung zu Hös/HS-Umspannwerken

Betriebsmitteldaten der Leitungen sind nicht öffentlich verfügbar. Die Netzstruktur wird daher zunächst in Form von Standardbetriebsmitteltypen aufgebaut. Typische Kennwerte von Betriebsmitteln werden beispielsweise in verschiedenen Verteilnetzstudien [5, 6] beschrieben.

Durch den standardisierten Ansatz zur Wahl der Betriebsmitteltypen sowie durch eine nicht vollkommene Datengrundlage kann es bei der Nachbildung der Netzstrukturen zu Über- oder Unterdimensionierungen kommen. Die Behebung dieser Probleme erfolgt durch einen Algorithmus zur Netzreparatur in einem nachgelagerten Schritt.

#### Modellierung der Netzeinspeisungen

Auf der Hochspannungsebene angeschlossene Erzeuger umfassen sowohl konventionelle Kraftwerke als auch Anlagen auf Basis regenerativer Energien in Form von großen Wind- oder Solarparks. Die aktuell installierten Kraftwerke können aus verschiedenen Quellen, wie der Kraftwerksliste der BNetzA oder open-power-system-data ermittelt werden. Im Rahmen der Energiewende könnte es durch den Wegfall konventioneller Erzeugungsleistung sowie den Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien zu Veränderungen der Häufigkeit und Auswirkungen von Überspannungsereignissen kommen. Deshalb soll nicht nur der aktuelle Kraftwerkspark, sondern auch die veränderte Einspeisesituation in der Zukunft darstellbar sein. Dazu können szenarienbasiert Einspeisungen in Mittel- und Niederspannungsebenen zugebaut werden. In der Hochspannungsebene ermöglichen öffentlich verfügbare Szenariendaten inklusive Prognose des Kraftwerksparks eine Orientierung.

#### Modellierung der Netzlasten

Direkt an die Hochspannungsebene angeschlossene Lasten beinhalten vor allem Industriebetriebe, Industrieparks oder größere Gewerbeparks. Durch die Auswertung verschiedener Datenquellen (EMAS-

Umwelterklärungen, BDEW, EnergieAgenturNRW, Umweltbundesamt, Branchenverbände u.a.) können die Energieverbräuche und Leistungswerte der Hochspannungslasten abgeleitet werden. Während einige Industriezweige auf Basis dieser Auswertungen zu einem großen Prozentsatz beschrieben werden können, stellt sich die Datengrundlage in anderen Industrieklassen schwierig dar. Dabei gilt, dass vor allem Industrien mit hoher Betriebszahl und geringem Verbrauch je Betrieb über eine manuelle Betriebsauswertung nicht in ausreichender Zahl und Qualität abgebildet werden können, während sich Branchen wie beispielsweise die Aluminiumherstellung aufgrund der wenigen großen Produktionsstätten gut modellieren lassen. Um die nicht ausreichend abgebildeten Industrien geeignet zu modellieren, wurde ein automatisiertes Verfahren entwickelt.

Dazu wurde zunächst ein Datensatz aus Beispielunternehmen gebildet. Auf Basis von OSM Daten können die Industrieflächen Deutschlands ausgewertet werden.

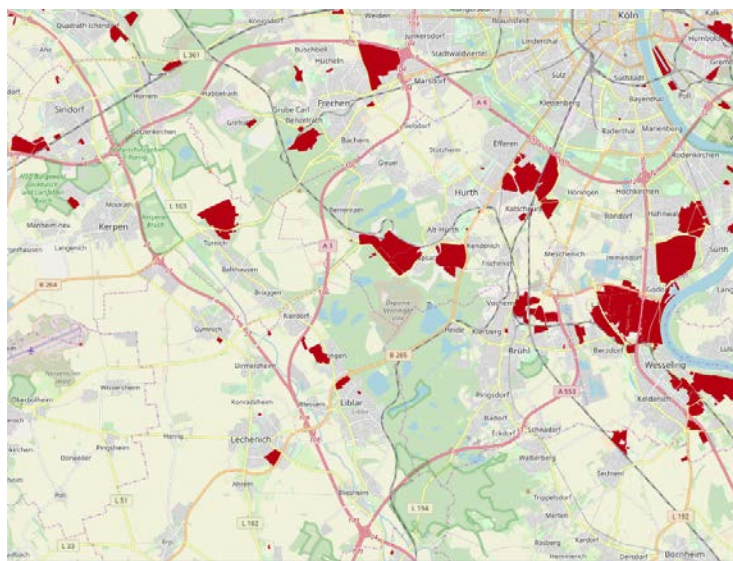


Bild 4 Beispielhafte Darstellung der Industrieflächen

Flächenmäßig wurden die verbrauchte Energie den Netzgebieten zugeordnet. Anhand der nicht durch die recherchierten Unternehmen abgebildeten Energiemengen je Branche können nun Betriebe anhand der Beispielbetriebe basierend auf Wahrscheinlichkeitsverteilungen gezogen werden und auf die noch freien Industrieflächen anteilmäßig verteilt werden. Über diese Kombination des manuellen mit einem stochastischen Ansatz kann die gesamte in Deutschland durch den industriellen Sektor verbrauchte Energiemenge abgebildet werden.

Durch die Kombination der modellierten Versorgungsaufgabe mit den Leitungsdaten können nun Hochspannungsnetze modelliert werden. In Bild 5 ist beispielhaft eine solche, einem HÖS-/HS-Übergabepunkt zugeordnete Netzstruktur grafisch dargestellt. Das Netzgebiet im Norden Deutschlands weist eine sehr hohe Zahl an Windparks auf, was beispielhaft die Diversität der Netze verdeutlicht.

Um die zu untersuchenden Überspannungsereignisse, die vor allem im Zeitbereich von wenigen Minuten ablaufen, geeignet abzubilden, sind dynamische Betrachtungen erforderlich. Daher ist eine Übertragung der Netzmodelle in dynamische rechenfähige Versionen nötig. Die Entwicklung eines Tools zur automatisierten Übertragung ist momentan in Arbeit.



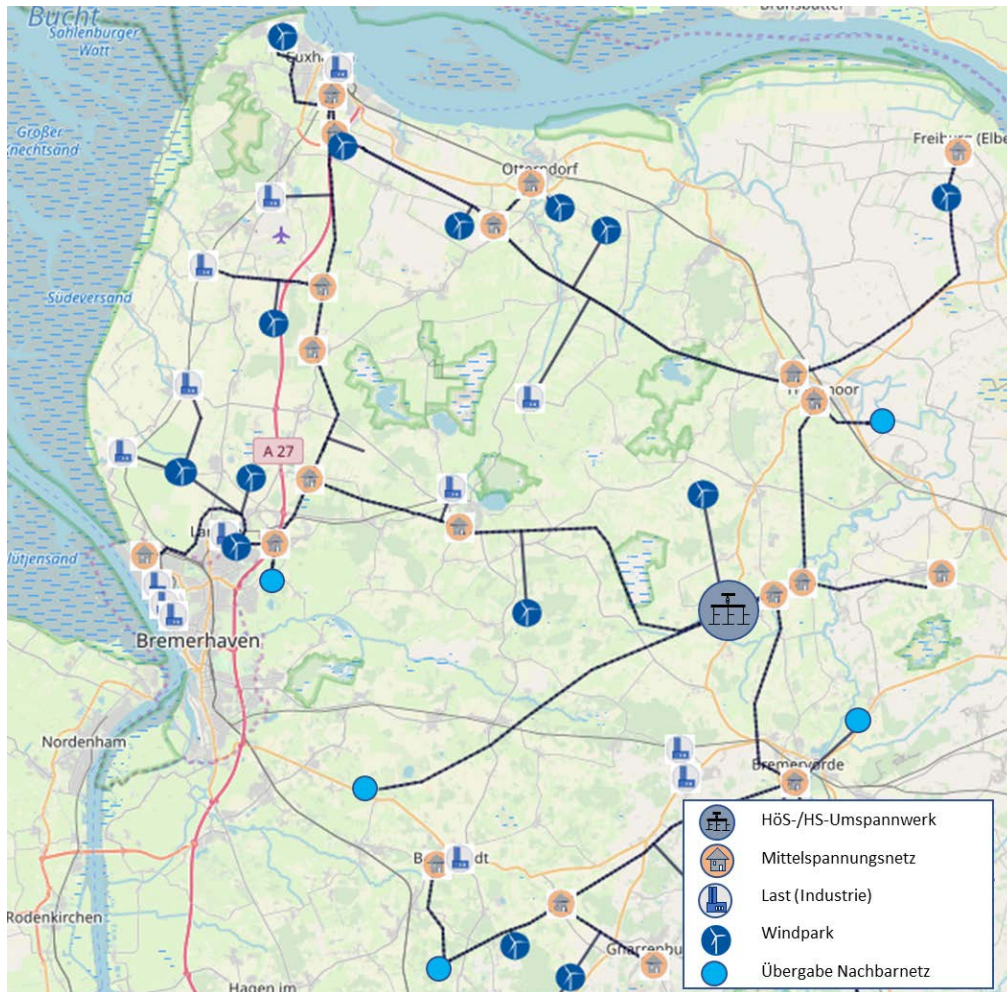


Bild 5 Beispielhaftes Netzgebiet

### Ereignisrecherche und Szenarienbildung

In Deutschland ist bisher vor allem ein Überspannungsereignis aus dem Jahre 2012 bekannt [7]. Die Recherche von Überspannungsereignissen durch Umfrage bei den Verteilnetzbetreibern ergab zusätzlich zu dem aus dem Übertragungsnetz bekannten Vorkommnis keine weiteren Ereignisse in Deutschland. Daher wurden zusätzlich internationale Ereignisse recherchiert. So kam es beispielsweise auch im australischen Höchstspannungsnetz durch Leitungsfehler aufgrund eines Tornados zu einem Überspannungsereignis mit einem ähnlichen Ereignisablauf wie dem aus Deutschland bekannten Ereignis von 2012.

Zukünftig könnten sich Häufigkeit, Verlauf und Wirkungsbereich von Überspannungsereignissen aufgrund des Wandels im Zuge der Energiewende verändern. Deshalb sollen im Projekt auch Zukunftsszenarien untersucht werden. Gemeinsam mit den Projektpartnern wurden deshalb Szenarien für den Zeitbereich um 2030 erstellt, die sowohl eine Entwicklung analog zu den gängigen Szenarien (z.B. NEP, Verteilnetzstudien) als auch die Betrachtung eines beschleunigten Kohleausstiegs abbilden.

Zur umfassenden Einschätzung und Abbildung von Überspannungsereignissen ist zudem eine detaillierte Kenntnis der entsprechenden Normen und Anforderungen erforderlich. Zusammenfassungen der Inhalte von nationalen und internationalen Normen, Anforderungen und Grid Codes zum Thema Überspannungen wurden daher gemeinsam mit Projektpartnern zusammengetragen und in einem umfassenden Dokument festgehalten.

### Analyse netzseitiger Maßnahmen zur Überspannungsbegrenzung und Konzeptentwicklung

Maßnahmen für den Einsatz in Übertragungs- und Verteilnetzen wurden zusammengestellt. Diese umfassen beispielsweise den Einsatz von klassischen Kompensationsanlagen, Statcoms (bereits verfügbare Technologien) oder Synchronverter (noch nicht standardmäßig verfügbare Technologie). Die Überspannungsfähigkeit heutiger Netzbetriebsmittel wurde analysiert. Hinsichtlich der aus Normen und Ereignisanalysen abgeleiteten zu durchfahrenden Spannungsdauern und -höhen ergeben sich für die heutigen Netzbetriebsmittel keine Probleme und damit keine zusätzlichen Schutzanforderungen. Effekte wie eine beschleunigte Alterung der Komponenten sind aber nicht ausgeschlossen.

Es wurde eine Kostenübersicht für die Maßnahmen und Komponenten erstellt, indem Datenpunkte getrennt nach Leistung und Spannungsebene gesammelt wurden. Aus den Datenpunkten konnten Kostenfunktionen abgeleitet werden.

Im den weiteren Arbeitspaketen sollen nun die einzelnen Maßnahmen zu Konzepten zusammengefasst werden. Diese Konzepte sollen dabei auf Wirksamkeit geprüft und kostenoptimal ausgewählt werden. Das grundsätzliche Prinzip dieses Vorgehens ist in Bild 6 dargestellt.

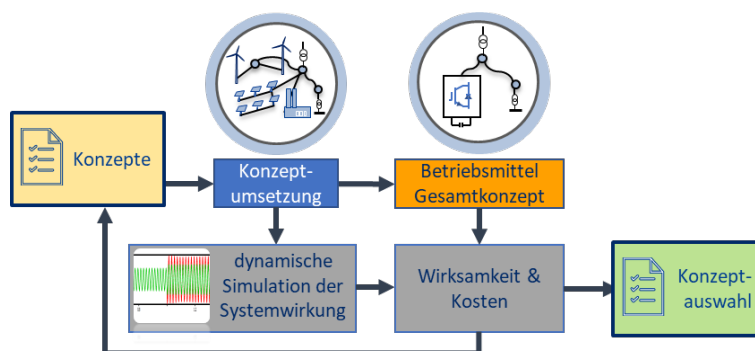


Bild 6 Verfahren zur Konzeptauswahl

Mit den entwickelten Konzepten werden Empfehlungen für Überspannungsanforderungen formuliert, welche mit bestehenden Überspannungsanforderungen verglichen werden. Verbesserungsvorschläge werden in Richtliniengremien eingebracht.

### Literatur

- [1] FGH: Jahresbericht 2018, Seite 66
- [2] Tran, J.; et al.: Modelling of Synthetic Power Distribution Systems in Consideration of the Local Electricity Supply Task. 25th CIGRE, Madrid/ Spain, June 2019, Paper No. 2107
- [3] Okabe, A.; Boots, B.; Sugihara, K.; Chiu, N.: Spatial Tesselations – Concepts and Applications of Voronoi Diagrams. New Jersey: Jon Wiley&Sons, 2000
- [4] Okabe, A.; Satoh, T.; Furuta, T.; Suzuki, A.; Okano, K.: Generalized network Voronoi diagrams – Concepts, computational methods, and applications. International Journal of Geographical Information Science, 2008, Volume 22 - Issue 9
- [5] Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg, ef.Ruhr GmbH, TU Dortmund, ie<sup>3</sup>
- [6] Verteilnetzstudie Bayern 2013, TUM: Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze
- [7] Langstädtler, J.; et al.: Relevance of High-Voltage-Ride-Through Capability and Testing. 23th CIGRE, Lyon/ France, June 2015, Paper No. 1391



## FlexHub – Teilprojekt: Datenmodell und Kommunikationsstack für den FlexHub

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.01.2019 – 31.12.2021

*Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Projekt wird in Zusammenarbeit mit der RWTH Aachen, den Fraunhofer-Instituten FIT und FKIE, der HAW Hamburg, der Kiwigrid GmbH und der Mitnetz Strom GmbH durchgeführt.*

### Zusammenfassung und Ziele des Gesamtprojekts

Die Energiewende erfordert einen grundlegenden Umbau des Versorgungssystems und stellt Netzbetreiber und Versorgungsunternehmen vor die Aufgabe, bei einer Vielzahl von volatilen Erzeugungsanlagen weiterhin einen sichereren Netzbetrieb zu gewährleisten. Um dies auch zukünftig erfüllen zu können, ist neben dem Netzausbau die größte Herausforderung, die Stromerzeugung und -nachfrage durch intelligente Steuerung und Anreizschaffung zu flexibilisieren sowie vorhandene Netzstrukturen effizient zu nutzen.

Derzeit sind die Märkte für netzdienliche Flexibilitäten nur begrenzt vorhanden. Sie beschränken sich weitestgehend auf den Einsatz der Regelleistung und des Redispatch auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie abschaltbarer Lasten auf Ebene der Verteilnetzbetreiber (VNB). Zukünftig sind diese Instrumente zum Ausgleich von Last- und Erzeugungsspitzen im Netz sowie zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs nicht mehr ausreichend.

Der BDEW fordert daher im Smart Grid Ampelkonzept die Nutzung netzdienlicher Flexibilität in der gelben Ampelphase. Die Umsetzung dieses Konzepts bedingt den Zugang von VNB und ÜNB zu netzdienlicher Flexibilität, um sie kontrahieren und im Bedarfsfall steuern zu können. Dies wiederum setzt die effiziente Vermarktung aller netzdienlichen Flexibilitäten von dezentralen Energieanlagen (DEA) durch dynamische Aggregation, die auch Kleinstanlagen die Teilnahme an Märkten ermöglicht, zu einem Flexibilitätsportfolio eines Aggregators bzw. mehrerer Aggregatoren voraus. DEA werden dadurch völlig neue Dimensionen der Partizipation im Energiemarkt ermöglicht: Sie können die nicht für eigene Zwecke benötigte Energie als Flexibilität anbieten und sich so von z.B. reinen Erzeugungsanlagen, die ins Netz einspeisen und bei kritischen Netzzuständen vom Netzbetreiber abgeregelt werden, hin zu aktiv am Marktgeschehen partizipierenden, konkurrenzfähigen DEA wandeln. Des Weiteren setzt das Ampelkonzept voraus, Netzzustände zu visualisieren und zu überwachen, um abhängig von der aktuellen Ampelphase Flexibilitätsoptionen gezielt einzusetzen zu können. Flexibilität kann dabei auf unterschiedliche Weise genutzt werden: So kann sie z.B. vom ÜNB zum Erhalt der Systemstabilität eingesetzt und vom VNB zur Beherrschung lokal kritischer Netzsituationen angefordert werden. Flexibilität kann auch für schnellen Bilanzkreisausgleich genutzt werden und unterstützt damit die Ziele der Bundesregierung, die Bilanzkreistreue zu stärken und Hemmnisse für einen freien Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen abzubauen. Die Kontrahierung von Flexibilität durch Zugriff auf DEA stellt hohe Anforderungen an die IT technischen Infrastrukturen, Systeme und Prozesse.

Ziel dieses Vorhabens ist es daher

- ein verteiltes **Flexibilitätsdatenregister für die Strommärkte der Energiewende (FlexHub)** zu entwickeln und
- in der Plattform des Projektpartners KIWIGRID so zu implementieren, dass **alle im Netz angeschlossenen DEA über eine sichere Infrastruktur angebunden sind,**
- deren **verfügbare markt- und netzdienliche Flexibilitäten mit den dafür relevanten Mess- und Prognosedaten über ein verteiltes System zur Verfügung gestellt werden können** und

- damit die **Kontrahierung von Flexibilität zwischen den beteiligten Marktrollen** – wie z.B. Aggregator, VNB, ÜNB, Bilanzkreisverantwortlicher (BKV), Messstellenbetreiber (MSB) und DEA – **in der jeweiligen Ampelphase ermöglicht wird.**

Der FlexHub ist somit eine verteilte, offene, dynamische und diskriminierungsfreie Plattform, die als Datendrehscheibe und Steuerungseinheit für intelligente Netze dient.

Bild 1 stellt die Funktionen des FlexHubs dar (Mitte) und zeigt die potentiell darauf zugreifenden Akteure (ÜNB, VNB, BKV, Aggregator) sowie die daran angebotenen DEA.

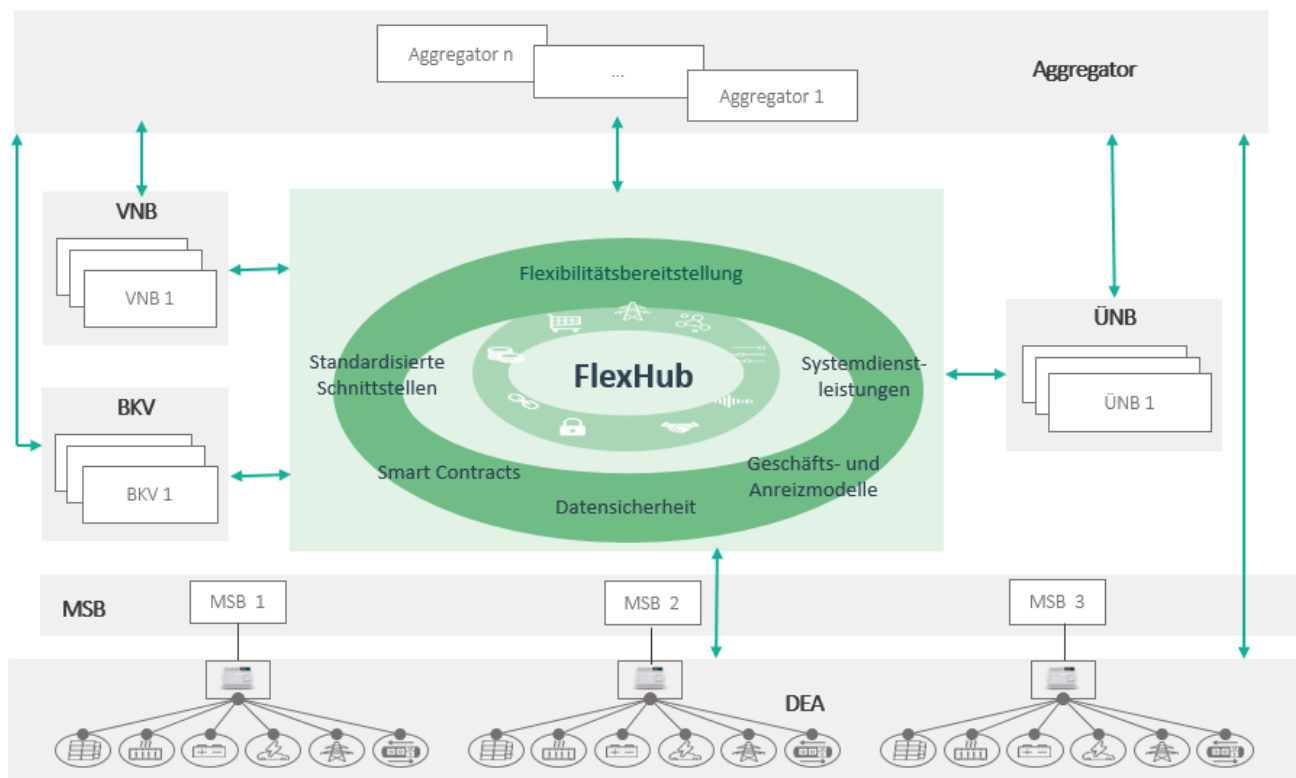


Bild 1 FlexHub Funktionen und Interaktionen mit Smart Grid Akteuren

### Das FGH Teilprojekt

Das Gesamtziel der FGH im FlexHub-Projekt besteht in der Entwicklung eines auf internationalen Normen basierenden Datenmodells und Kommunikationsstacks.

Um die für das Datenmodell notwendigen Informationen und die für den Kommunikationsstack relevanten Kommunikationsanforderungen ableiten zu können, hat die FGH konkrete Anwendungsfälle für den FlexHub erarbeitet, wie z.B. die Bereitstellung von Flexibilität zur Vermeidung von Netzengpässen, und alle erforderlichen Transaktionen und zu kommunizierende Daten identifiziert. Basierend auf den identifizierten Daten wird ein Datenmodell konzipiert und anschließend ein auf der internationalen Norm IEC 61850 basierendes Datenmodell für den FlexHub erstellt. Das Datenmodell definiert Energiedienste für dezentrale Energieanlagen (DEA) und stellt damit die Voraussetzung für den Zugriff auf die Daten des FlexHub dar, über den Aggregatoren und Netzbetreiber verfügbare Energiedienstleistungen von DEA im Netz finden und kontrahieren können. Parallel dazu bringt die FGH das FlexHub-Datenmodell in die laufenden IEC 61850 Normungsarbeiten für den Normenteil IEC 61850-7-420 (Basic communication structure – Distributed energy resources logical nodes) ein, mit dem Ziel, es als Teil der IEC 61850 Normenreihe zu etablieren. Darüber hinaus wird das FlexHub-Datenmodell in das zuständige DKE-Gremium zu Erweiterungen des Daten- und Dienstmodells der Steuerbox eingebracht, um daraus gültige Profile für zukünftige Versionen

der Steuerbox abzuleiten. Um Unzulänglichkeiten und/oder Schwierigkeiten mit dem Datenmodell identifizieren, dokumentieren und beheben zu können, begleitet die FGH die Durchführung von Labor- und Feldtests. Ziel der Datenmodellarbeiten ist es, ein in umfangreichen Tests evaluiertes, alle Anforderungen an den FlexHub erfüllendes und auf der IEC 61850 Norm basierendes Datenmodell für Energiedienste zum Einsatz des FlexHubs in heutigen und zukünftigen Smart Grids sowie für die Normungsarbeit in den relevanten IEC Gremien zur Verfügung zu stellen.

Basierend auf den identifizierten Anforderungen für den Einsatz von Kommunikationstechnik zur Anbindung von dezentralen Anlagen an den FlexHub, an deren Ausarbeitung sich die FGH beteiligt, sowie auf den in den FlexHub-Anwendungsfällen identifizierten Transaktionen, wird ein Kommunikationsstack für den FlexHub entwickelt. Dieser dient zur Registrierung von DEA und den von ihnen bereitgestellten Energiedienstleistungen im FlexHub sowie zur Aktualisierung dieser Daten im Falle von Datenänderungen und zum Steuern zuvor kontrahierter DEA durch einen Aggregator bzw. Netzbetreiber. Die FGH evaluiert den Einsatz des neuen Kommunikationsprotokolls IEC 61850-8-2 für den FlexHub-Kommunikationsstack und implementiert dieses bei Eignung. Des Weiteren beteiligt sich die FGH bei der Durchführung von Verifikationsversuchen im Labor und begleitet den Feldversuch, um mögliche Fehler im Kommunikationsstack zu erkennen, in den Testergebnissen zu dokumentieren und aufgetretene Fehler zu beheben. Ziel der Arbeiten zum Kommunikationsstack ist es, diesen unter Berücksichtigung internationaler Normen, für Kommunikationsprotokolle für Stromnetze (wie der IEC 61850) zu entwickeln, zu dokumentieren und zu testen, um so einen voll funktionsfähigen, zuverlässigen und effizienten Kommunikationsstack für den Einsatz des FlexHubs in intelligenten Netzen bereit stellen zu können.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen  
Dipl.-Ing. (FH) Andrea Schröder

## U-Quality – Auswirkungen zukünftiger Netznutzungsfälle der Niederspannung auf die Spannungsqualität und deren Beherrschung

### Teilvorhaben: Handlungsempfehlungen zu Spannungsqualitätsfragen für zukünftige Niederspannungsnetze und deren Nutzung



BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.04.2019 – 31.03.2022

*Das mit der Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Verbundvorhaben wird in Zusammenarbeit mit der TU Braunschweig (Leitung), TU München sowie RWTH (IAEW), Aachen, durchgeführt.*

Die Spannungsqualität im Verteilungsnetz ist abhängig von den im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern. Die aktuellen Veränderungen dieser sogenannten Netznutzungsfälle im Rahmen der Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende haben somit einen großen Einfluss auf die Spannungsqualität. Deren Aufrechterhaltung stellt eine der zentralen und aktuellen Aufgaben für Verteilnetzbetreiber dar.

Im Rahmen des Projektes U-Quality soll untersucht werden, welchen Einfluss der Wandel der Netznutzungsfälle auf die Spannungsqualität in Verteilungsnetzen hat und welche Komponenten, Technologien und Verfahren einen Beitrag zur Sicherstellung derselben leisten können. Darüber hinaus werden die Verfahren und Komponenten derart angepasst und weiterentwickelt, dass sie die Spannungsqualität nicht nur hinsichtlich der statischen Spannungshaltung, sondern u. a. auch hinsichtlich Unsymmetrie, Flicker und Oberschwingungen verbessern. Dabei werden sowohl Handlungsempfehlungen für Verteilnetzbetreiber und Hersteller sowie für die zukünftige Überarbeitung von Normen, Anwendungsregeln und Prüfverfahren erarbeitet.

Es ist ein dreistufiges Vorgehen mit Simulationen, Laborversuchen und Feldtests geplant. Um die Bewertung von realistischen Szenarien zu fördern, ist eine initiale Messkampagne zur Erfassung der Ist-Situation geplant. Die Mitarbeit innovativer Partner aus Industrie und Netzbetrieb gewährleistet eine hohe Praxisnähe und eine rasche Umsetzung der gewonnenen Erkenntnisse. Durch die Mitarbeit der Projektpartner in verschiedenen Normungsgremien finden die Projektergebnisse direkten Eingang in künftige Normen und Richtlinien.

#### Motivation und Zielsetzung

Die Sicherstellung einer gleichbleibend hohen Spannungsqualität nach DIN EN 50160 in der Verteilungsebene zählt zu den zentralen aktuellen und zukünftigen Herausforderungen der Verteilnetzbetreiber. Dies spiegelt sich beispielsweise auch in der aktuellen Roadmap und Schwerpunktsetzung des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE wider. Die Zunahme wechselrichtergekoppelter Erzeugungsanlagen und der Rückgang direkt gekoppelter Antriebe und Generatoren im Netz nehmen hier, beispielsweise über eine Veränderung der Kurzschlussleistung im Übertragungsnetz, maßgeblich Einfluss. Aktuelle Marktzahlen und Prognosen zeigen zudem eine deutliche Zunahme leistungselektronisch gekoppelter Speicher und Verbraucher in den Niederspannungsnetzen. Zu nennen sind hier vor allem Photovoltaik-Batteriespeichersysteme, Elektrofahrzeuge und leistungsmulierende Power-to-Heat-Anwendungen. Aus diesen Aspekten resultieren neue relevante Netznutzungsfälle für die Verteilungsebene mit großem Einfluss auf die Spannungsqualität. Gleichzeitig bieten leistungselektronische Systeme die Möglichkeit gezielt positiv auf die Spannungsqualität einzuwirken.

Zu den, für Verteilnetzbetreiber relevanten, Spannungsqualitätsmerkmalen nach der DIN EN 50160 zählen: die statischen und dynamischen Spannungsgrenzen, Spannungsgradienten, Unsymmetrie/Schiefast, Ober-

schwingungen und Flicker. Die Einhaltung der statischen Spannungsgrenzen rückte bereits durch den starken Ausbau der Photovoltaik im Verteilungsnetz in den Fokus der Netzbetreiber. Zukünftig wird im Rahmen der Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende die Einhaltung sowohl des oberen, als auch des unteren Spannungsbandes eine wichtige Rolle spielen. Schnelle Spannungsänderungen und große Gradienten, die zusammen im Folgenden als schnelle Spannungsänderungen bezeichnet werden, entstehen hauptsächlich durch Last- oder Erzeugungsänderungen. Die Sektorenkopplung (Wärmesektor und Verkehr mit dem Elektrizitätssektor) wird diese Problematik verschärfen.

Der Qualitätsaspekt der Unsymmetrie der Leiterspannungen, auch als Schiefast bezeichnet, kam ebenfalls im Rahmen der Energiewende und des verstärkten Anschlusses von einphasigen Photovoltaikwechselrichtern auf. Aktuell gewinnt die Thematik durch einphasig angeschlossene Speicher, einphasige Ladung von Elektrofahrzeugen sowie Power-to-Heat-Anwendungen zunehmend an Bedeutung. Verschiedene technologische Lösungen wie beispielsweise ein Phasenwechsler werden aktuell in der Fachwelt diskutiert. Ebenfalls intensiv diskutiert wird der Einfluss des oben beschriebenen Wandels im Verteilungsnetz auf den Oberschwingungsgehalt. Die durch nichtlineare Lasten und Erzeuger hervorgerufenen Oberschwingungsströme führen über die Netzimpedanz zu entsprechenden Oberschwingungsspannungen. Messungen an Photovoltaik-Wechselrichtern und Elektrofahrzeugen belegen dies. Untersuchungen haben zudem inakzeptabel große, Oberschwingungsbedingte Messfehler von Smart Metern aufgezeigt. Ähnliche Auswirkungen auf elektronische Energiezähler, wie Sie derzeit großflächig im Zusammenhang mit PV-Batteriespeichersystemen eingebaut werden, sind zu erwarten. Auch eine Störung der PLC-Kommunikation in zukünftigen Verteilungsnetzen ist möglich. Weitere bekannte negative Auswirkungen einer hohen Belastung mit Oberschwingungen sind erhöhte Erwärmungen von Betriebsmitteln wie Leitungen und Transformatoren und eine hohe Belastung des Neutralleiters.

Im Rahmen der gemeinsamen Vorarbeit (U-Control) hat sich gezeigt, dass sowohl in Normungsgremien (z.B. VDE FNN und DKE), als auch bei Verteilnetzbetreibern ein großer Bedarf an konkreten und praxisnahen Handlungsempfehlungen hinsichtlich der Spannungsqualitätsgrenzwerte, als auch wirksamen und kosteneffizienten Maßnahmen zur Einhaltung der Grenzen im Verteilungsnetz besteht.

### Gesamtziele

Folgende Fragestellungen lassen sich aus dem bisher Aufgeführten ableiten:

- Welche Auswirkungen haben zukünftige Netznutzungsfälle der Niederspannung (Photovoltaik, Elektrofahrzeuge, Batteriespeichersysteme und Power-to-Heat-Anwendungen) und ihre Betriebsweise auf die Spannungsqualität?
- Wie können diese Auswirkungen wirksam, effizient und kostengünstig beherrscht werden?

Zur Beantwortung der aufgeworfenen Fragestellungen sollen zunächst im Rahmen von Labor- und Feldmesskampagnen die Auswirkungen der neuen Netznutzungsfälle auf die einzelnen Spannungsqualitätsmerkmale erfasst und bewertet werden. Dabei stehen sowohl die Hardware, wie Photovoltaik-Wechselrichter, Batteriespeicher bzw. die zugehörigen Wechselrichter, Elektrofahrzeuge mit der zugehörigen Ladeinfrastruktur und Power-to-Heat-Geräte, als auch deren Betriebsweisen, Steuerungsalgorithmen und Regelstrategien im Vordergrund. Aus gemeinsamen Vorarbeiten teilweise vorhandene Simulationsmodelle und Szenarien sind weiterzuentwickeln und auf die neuen Netznutzungsfälle zu adaptieren. Mithilfe dieser Modelle und durchzuführender Simulationsstudien sowie einer praktischen Umsetzung im Labor der TU Braunschweig, soll anschließend untersucht werden, mit welchen Verfahren und regelungstechnischen Konzepten zukünftig die Aufrechterhaltung der Spannungsqualität in den Verteilungsnetzen gelingen kann und welche Stakeholder und Betriebsmittel daran beteiligt werden sollen.



Parallel dazu wird ein Prototyp eines Spannungsqualitätsreglers entwickelt. Dieser und weitere im Projekt untersuchte und entwickelte regelungs- und steuerungstechnische Werkzeuge zur Wahrung der Spannungsqualität sollen abschließend im Feldtest in Zusammenarbeit mit den assoziierten Verteilnetzbetreibern erprobt werden. Übergeordnetes Projektziel ist die Ableitung und Formulierung von Handlungsempfehlungen für Verteilnetzbetreiber, Hersteller und die entsprechenden Gremien und Gruppen der Normung bzw. Standardisierung.

### Ziele und Tätigkeiten der FGH im Projekt

Vor dem Hintergrund der Gesamtziele des Verbundvorhabens sollen im Einzelnen die folgenden wissenschaftlichen und/oder technischen Arbeitsziele erreicht werden:

1. Ableitung zukünftiger Netznutzungsszenarien zur Berücksichtigung realistischer Durchdringungsgrade von neuartigen Geräten mit Einfluss auf die Spannungsqualität sowie deren Betriebsstrategien.
2. Weiterentwicklung vorhandener Simulationsmodelle und Ergänzung hinsichtlich der Auswirkungen von Oberschwingungen und Flicker.
3. Ableitung von Handlungsempfehlungen und Bewertung der Ergebnisse im Hinblick auf die Entwicklung und Aktualisierung von Normen und Richtlinien.

Die FGH bearbeitet im Vorhaben insbesondere die folgenden Arbeitspakete:

**AP1** – Erfassung der Spannungsqualität im Ist-Zustand (Labor und Feld; beratend)

**AP2** – Musternetze und Gebäudeinstallationen (Haushaltsausstattung und Anforderungen Musternetze)

**AP3** – Zukünftige Durchdringungsszenarien: Metastudie, Betriebskonzepte, Netznutzungsfälle (AP-Leitung)

**AP4** – Simulative Bewertung der Spannungsqualität (Fokus schnelle Spannungsänderungen & Flicker)

**AP5** – Wirksamkeit und Stabilität von Regelungsverfahren (Umsetzbarkeit, Stabilitätsbewertung sowie Bündelung und Aufbereitung der Ergebnisse)

**AP8** – Ableiten von konkreten technischen Handlungsempfehlungen für Normung, Standardisierung, Produktentwicklung und Netzbetrieb (AP-Leitung: Ableitung von Handlungsempfehlungen und Erarbeitung von Nachweisprozessen)

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen  
M.Sc. Alexander Vanselow

## PROMOTiON – PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks

EU-Forschungsprojekt GA No. 691714



Laufzeit: 01.01.2016 – 30.09.2020



Das Forschungsprojekt PROMOTiON wird von der europäischen Kommission (EC) im Rahmen des „Competitive Low-Carbon“ 5 Calls des Horizon 2020 (H2020) Programms seit dem 1. Januar 2016 gefördert und hat eine Laufzeit von vier Jahren [1]. Es stellt nach Fördervolumen und Anzahl der Konsortialpartner das größte Energieprojekt im Horizon 2020 Programm der EC dar. Das finanzielle Projektvolumen umfasst ca. 51 Mio. EUR. Der von der europäischen Union (EU) geförderte Anteil beträgt dabei ca. 39 Mio. EUR. Das Projektkonsortium besteht aus 34 Partnerunternehmen und –institutionen aus 11 europäischen Ländern.

### Übersicht



Bild 1 Übersicht Projektpartner PROMOTiON

Das Projekt wird vom weltweit agierenden Zertifizierungs- und Beratungsunternehmen DNV GL geleitet. Zudem sind sechs europäische Übertragungsnetzbetreiber sowie Hersteller von Windenergieanlagen (WEA) und aller zum Aufbau eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes erforderlichen Komponenten vertreten. Darüber hinaus leisten Projektentwickler und Beratungsunternehmen mit ihren umfangreichen Erfahrungen einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Ziele des Projekts. Wissenschaftliche Aufgabenstellungen werden in erster Linie von führenden europäischen Universitäten und Forschungseinrichtungen bearbeitet, darunter die FGH. Das primäre Ziel dieses Projekts ist die Beantwortung der technischen Fragen, die derzeit der Realisierung eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes im Wege stehen. Dies betrifft außer der eigentlichen Planung des Netzes auch die Interaktion von WEA mit Konvertern und das Schutzsystem für das vermaschte Offshore-Gleichstromnetz und seiner erforderlichen Komponenten. Neben diesen technischen Fragestellungen spielen die zur Realisierung eines derartigen Netzes benötigten

wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen eine zentrale Rolle in diesem Projekt. Der organisatorische Aufbau des Projekts in Arbeitspakete („Work Packages (WPs)“) ist in Bild 2 schematisch dargestellt.

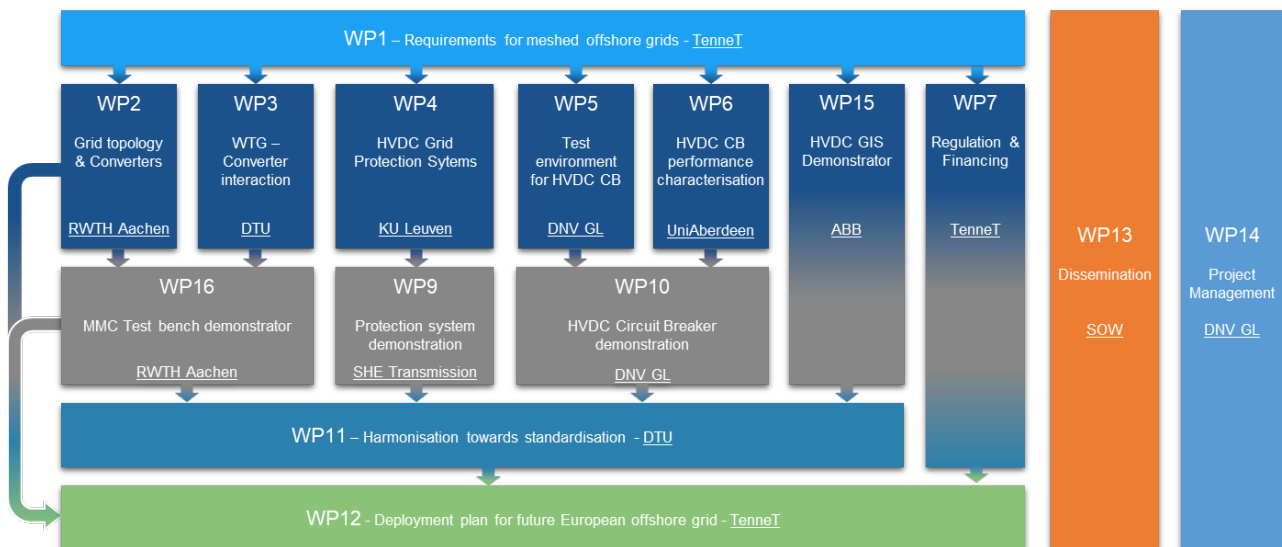


Bild 2 Überblick über die Arbeitspakete und ihre Abhängigkeiten

Das Projekt ist in 15 Arbeitspakete gegliedert. Die administrativen bzw. organisatorischen Arbeitspakete, deren Aufgaben in der Kommunikation mit den verschiedenen Interessengruppen und Veröffentlichung der Arbeitsergebnisse (WP 13 Dissemination) sowie die Leitung des Projekts (WP 14 Project Management) bestehen, sind am rechten Rand von Bild 2 in orange und hellblau dargestellt. Der Zuständigkeitsbereich dieser beiden Arbeitspakete erstreckt sich auf alle übrigen Arbeitspakete.

Die Arbeitspakete, deren primäre Aufgabe die Beantwortung von Fragestellungen zur Umsetzbarkeit der untersuchten Technologien ist, starten mit Arbeitspaket (WP) 1, in dessen Rahmen die Anforderungen an ein vermaschtes Offshore-Gleichstromnetz definiert werden. Diese Anforderungen bilden die Basis für die nachfolgenden Arbeitspakete 2 - 6, in denen Berechnungs- und Bewertungsverfahren entwickelt und umfangreiche Simulationen erfolgen, um technologische Weiterentwicklungen zu erreichen. Die erzielten Ergebnisse fließen in die Arbeitspakete 9 - 10 ein, deren Forschungsstand der Nachweis der in den vorgelagerten Arbeitspaketen erarbeiteten Erkenntnisse mittels Demonstrationen ist. Das Arbeitspaket 8 wurde im Laufe des Jahres 2017 aufgelöst, da der Bau des Demonstrators für die Diodengleichrichtereinheit nicht weiter vorgesehen ist. Die Ergebnisse der Arbeitspakete sind im Anschluss im Rahmen von Arbeitspaket 11 im Hinblick auf Normungs- und Standardisierungsverfahren zu harmonisieren. Zusammen mit den Ergebnissen aus Arbeitspaket 7, in welchem die erforderlichen regulatorischen und finanziellen Voraussetzungen für die Realisierung eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes untersucht werden, liefern die Arbeitspakete 1 - 11 die Grundlagen für die Erstellung eines Umsetzungsplans für ein zukünftiges europäisches Offshore-Netz in Arbeitspaket 12. Die Aufgabe dieses Plans besteht in der Beantwortung aller im Zusammenhang mit der Realisierung eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes stehenden technischen, regulatorischen und finanziellen Fragestellungen. Darüber hinaus soll er Hinweise zu möglichen Netzstrukturen und betrieblichen Optionen des vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes liefern. Im späteren Verlauf des Projekts neu hinzugekommen sind die Arbeitspakete 15 und 16. Ersteres beschäftigt sich mit der Entwicklung und Demonstration von gasisolierten Gleichstrom-Schaltanlagen, Arbeitspaket 16 baut ein voll funktionsfähiges Testsystem für leistungselektronische Komponenten des Konverters auf.

Die FGH ist an den folgenden Arbeitspaketen beteiligt:

- WP 1 „Requirements for Meshed Offshore Grids“ (beendet 2017)
- WP 2 „Grid Topology and Converters“
- WP 3 „Wind Turbine – Converter Interaction“
- WP 11 „Harmonization towards Standardization“
- WP 12 „Deployment plan for future European offshore grid“

Die Arbeiten der Pakete 1, 2 und 3 haben bereits im Jahr 2016 begonnen. Das Paket 1 wurde im Jahr 2017 erfolgreich abgeschlossen, gleichzeitig war dies der Start für das Paket 12. Das Arbeitspaket 11 begann im 2. Quartal 2018.

## Aktuelle Tätigkeiten

### WP 2

Für das Arbeitspaket 2 arbeitete die FGH an einem Vergleich und der Bewertung unterschiedlicher Netzbetriebskonzepte des vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes. Dafür erfolgt die Entwicklung einer von Grund auf neuen quasi-stationären Leistungsflussoptimierung für vermaschte Gleichstromnetze, z.B. hinsichtlich Engpassvermeidung, die Maximierung des Abtransports elektrischer Energie erzeugt von Offshore-WEA oder die Maximierung des Austauschs elektrischer Energie zwischen den an das vermaschte Offshore-Gleichstromnetz angeschlossenen Marktgebieten. Organisatorische Gestaltungsmöglichkeiten werden bei der Variation der Betriebsstrategie ebenfalls berücksichtigt. Ziel ist schlussendlich die Beurteilung und Empfehlung sinnvoller Betriebsstrategien in Abhängigkeit der Netztopologie und aktuellen Auslastung.

Dieser sogenannte Security-Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) wurde innerhalb der Task 2.3 des Arbeitspakets entwickelt und in dem Deliverable 2.3 „Report on simulation results and benchmark“ vorgestellt. Grundlage des Verfahrens ist die innerhalb der FGH entwickelte Modularisierte Optimierungsroutine (siehe Bild 3), welche auch in angepasster Form innerhalb von WP 12 zum Einsatz kommen wird. So werden im Netzdatenmodul (*GridDataModel*) alle relevanten Informationen des Netzes für die Optimierung gesammelt, aufbereitet und gespeichert. Das Optimierungsmodul (*OPF*) holt sich dann die benötigten Informationen aus dem Netzdatenmodul, um das Optimierungsproblem zu erstellen. Dabei handelt es sich dann je nach Situation um ein rein lineares OP oder ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem (MILP). Die entsprechende Zielfunktion wird erstellt, welche ein kostenoptimiertes und engpassfreies System erreichen soll. Die Variablen des OPs sind die Generatoren und Erzeugungseinheiten (EZE) sowohl onshore als auch offshore, die Konverter als Schnittstellen zwischen den AC und DC-Netzen sowie zusätzliche Slack-Variablen, welche zur Einhaltung der thermischen Grenzwerte von Leitungen und Kabeln benötigt werden.

Die Nebenbedingungen sind u.a. die Leitungen und Kabel mit ihren thermischen Grenzwerten, unterteilt in AC und DC-Zweige. Zusätzlich können optional systemgetrennte N-1 Nebenbedingungen aktiviert werden. Offshore-Erzeugungseinheiten sind über eine Nebenbedingung mit den entsprechenden Offshore-Konvertern verknüpft, um eine gemeinsame Bestimmung der Setpoints zu gewährleisten.

Um die für die Nebenbedingungen notwendigen linearisierten Einflüsse der EZE auf die AC und DC-Zweige zu ermitteln, wurde die Sensitivitätsberechnung des bereits vorhandenen Verfahrens um DC-Netze erweitert. Die bereits genutzte schnelle Ausfallapproximation ist ebenfalls um eine Berechnung von N-1 Fällen in DC-Netzen erweitert worden, sodass der Einfluss von Konverter- und DC-Zweigausfällen auf das gesamte System berechnet werden kann.

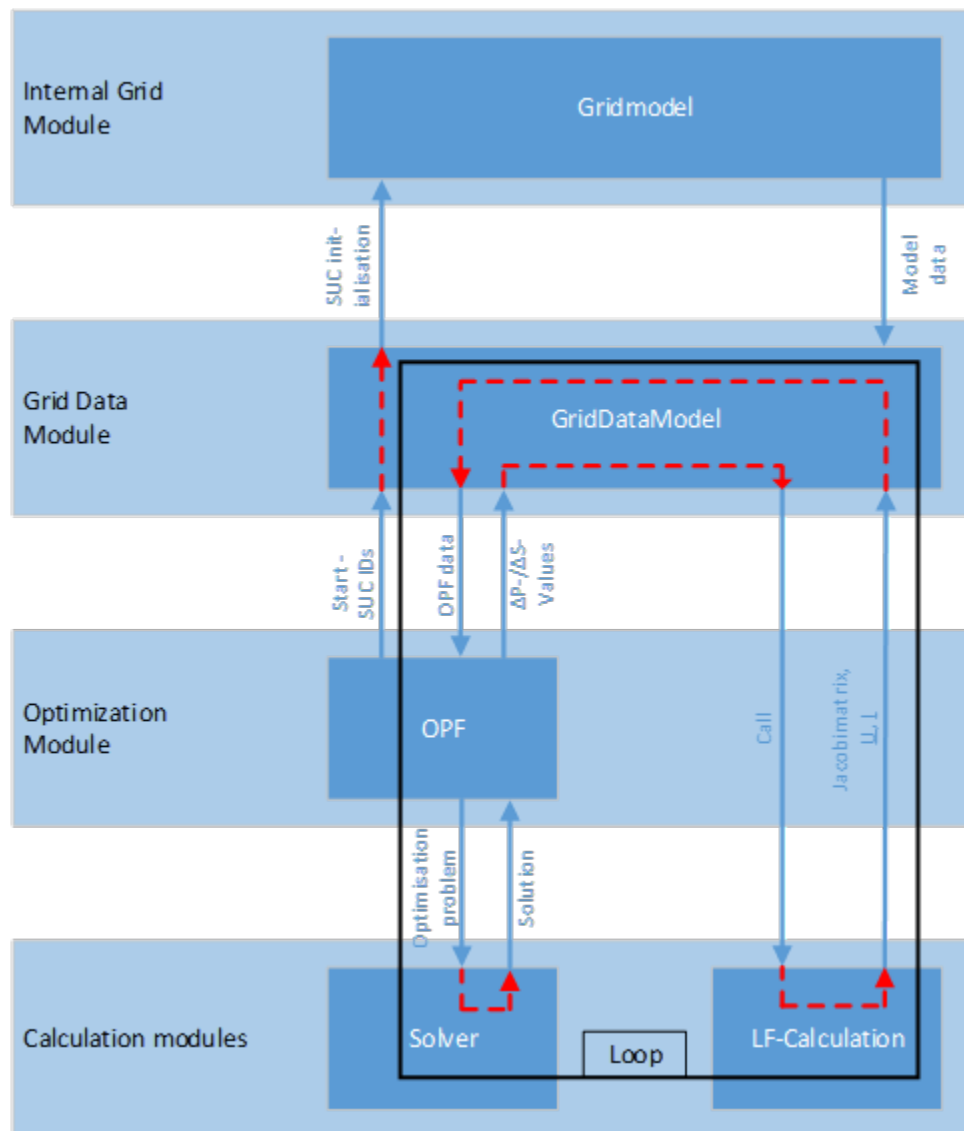


Bild 3 Übersicht über das Optimierungsverfahren mitsamt seinen einzelnen Modulen

Das Optimierungsverfahren wurde anhand eines modifizierten IEEE 118-bus Netzes verifiziert. In das IEEE 118-bus Netz wurde ein vermaschtes Gleichstromnetz integriert, bestehend aus jeweils zwei Konvertern onshore und offshore sowie sechs DC-Kabeln. Die Offshore-Konverter sind jeweils mit einem Windpark gekoppelt. Weiterhin bestehen Engpässe sowohl im AC-Netz, als auch im DC-Netz. Exemplarisch werden hier die Ergebnisse für die Untersuchungen hinsichtlich der N-1 Optimierung mit präventiven Maßnahmen gezeigt. Dabei wurden drei unterschiedliche Settings definiert:

- 1) Optimierung des AC und DC-Systems für N-0 (d.h. keine Beachtung von N-1)
- 2) Optimierung des AC und DC-Systems für N-0 und N-1 mit präventiven Maßnahmen
- 3) Optimierung des AC-Systems für N-0 und N-1 mit präventiven Maßnahmen, das DC-System ist nur für N-0 optimiert

Alle Simulationen führen zur Engpassbehebung im gesamten System. Sowohl die AC als auch die DC-Zweige haben nach der Optimierung keine verbleibenden Überlastungen im N-0 und N-1 Fall.



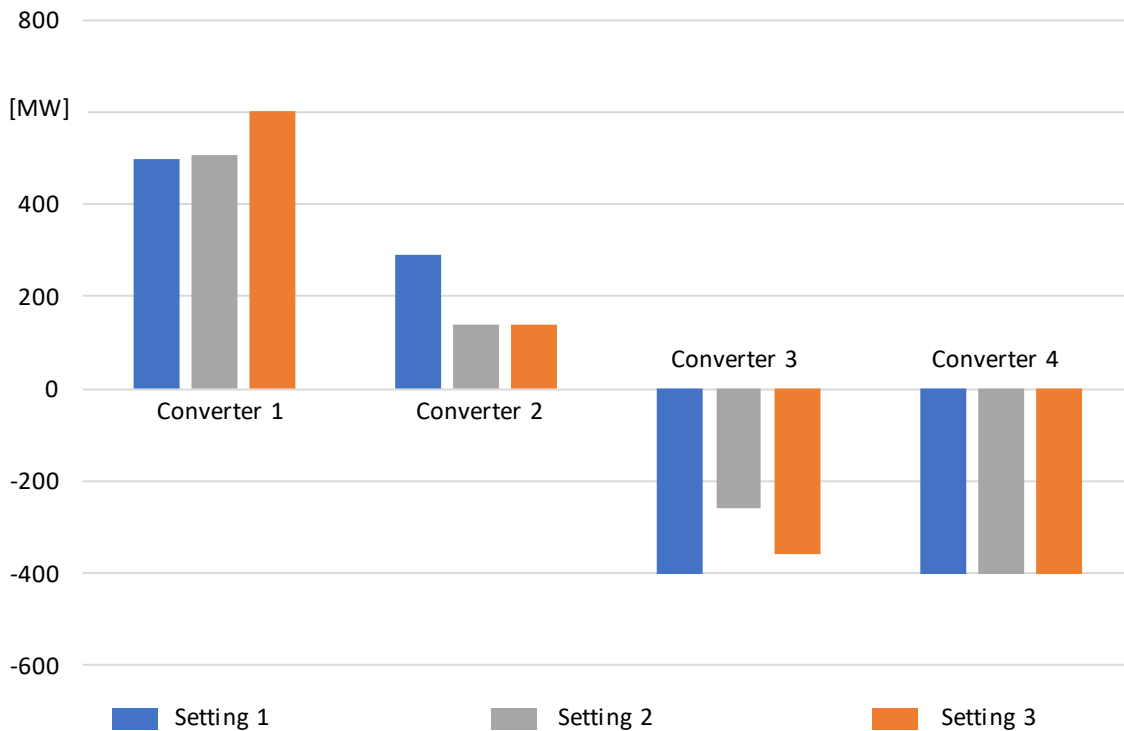


Bild 4 Ermittelte Setpoints der Konverter innerhalb des SCOPFs

In Bild 4 ist zu sehen, dass die Optimierungen mit Setting 2 und 3 zu einer Abregelung der Offshore-Windparks führt (Konverter 3 und 4). Eine Ausweitung des N-1 Kriteriums auf das vermaschte Offshore-Gleichstromnetz führt zu einer höheren Abregelung, als wenn nur das AC-System hinsichtlich N-1 optimiert wird. Um dies zu verhindern, muss schon bei der Planung des DC-Systems das N-1 Kriterium berücksichtigt werden und entsprechend hohe Übertragungskapazitäten installiert werden. Da dies aufgrund von offshore und der DC-Technik mit hohen Kosten verbunden ist, wird daher aktuell empfohlen das N-1 Kriterium nicht auf vermaschte Offshore-Gleichstromnetze anzuwenden. Da es sich bei diesen Offshore-Netzen um Systeme ohne direkte Verbraucher handelt, ist eine Kosten-Nutzen-Analyse für die Notwendigkeit des N-1 Kriteriums zukünftig notwendig. Weiterhin können die heutzutage verwendeten VSC-Konverter ihre Setpoints innerhalb weniger Sekunden ändern und somit ausreichend schnell auf Ausfälle im Gleichstromnetz reagieren. Problematisch sind diese schnellen Setpointänderungen allerdings für das AC-Netz, weshalb innerhalb von WP 11 bereits Empfehlungen für den maximalen Gradienten einer solchen Änderung erarbeitet werden.

Weiterhin erfolgte die Mitarbeit an dem Deliverable 2.4 „Requirement recommendations to adapt and extend existing grid codes“ mit Beiträgen zum Thema Sicherheits- und Zuverlässigkeitskriterien, sowie der Berücksichtigung von Primärreserve bei der Auslegung des Offshore-Netzes. Mit der Einreichung dieses Deliverables gilt WP 2 seit Dezember 2019 als erfolgreich abgeschlossen.

### WP3

Das Hauptziel des Arbeitspakets 3 ist die Spezifikation geeigneter Analyseverfahren für die Interoperabilität

- verschiedener Wechselrichter-Technologien in vermaschten DC-Netzen,
- von Windenergieanlagen und deren Steuerung mit verschiedenen Wechselrichtern,
- von unterschiedlichen Windenergieeinheiten (WEE) innerhalb einer Windenergieanlage (WEA).

Es existieren zwar zahlreiche Standards, Grid-Codes, Netzanschlussrichtlinien etc., die jedoch einerseits nicht vollumfänglich den speziellen Rahmenbedingungen eines „schwachen“ Offshore-Netzes gerecht

werden und andererseits die Herausforderungen hinsichtlich der Interoperabilität verschiedener Technologien nicht immer ausreichend adressieren.

Im Rahmen des WP3 wurden Empfehlungen zur Anpassung und Erweiterung bestehender Netzanschlussrichtlinien insbesondere im Hinblick auf das im Projekt ausführlich untersuchte Diode Rectifier Unit (DRU) Konzept erarbeitet.

Es wurden darüber hinaus drei weitere Themen, die für den zukünftigen Offshore-Netzbetrieb von hoher Relevanz sind, identifiziert:

- Anforderungen an netzbildende Offshore-Windkraftanlagen (OWPPs),
- Fehlerreaktion in 100 % wechselrichterbasierten Netzen
- Schwarzstartbeitrag von OWPPs und dem VSC-HGÜ-Wechselrichter

Die Ergebnisse werden in D3.8 „List of requirement recommendations to adapt and extend existing grid codes“ einfließen.

### WP 11

Das übergeordnete Ziel von WP 11 besteht darin, die Best-Practice Regeln, Standards und Anforderungen der relevanten Branchen für HGÜ-Systeme und mit HGÜ verbundene Offshore-Windkraftanlagen zu unterstützen und zu harmonisieren. WP 11 soll sicherstellen, dass die durch das Projekt gesammelten Erfahrungen - einschließlich Forschung und Entwicklung (WPs 2 – 6) und den Demonstratoren (WPs 9, 10, 15,16) - für laufende und zukünftige Standardisierungsarbeiten genutzt werden können.

Mehrere Arbeitsgruppen z.B. in IEC, CENELEC, CIGRE behandeln sich überschneidende Themen. Das Projekt PROMOTioN soll dazu beitragen, dass diese Arbeiten, die in nationale und internationale Netzanschlussrichtlinien münden, aufeinander abgestimmt werden.

Die Ziele von WP11 im Einzelnen sind:

- Bereitstellung eines einheitlichen und harmonisierten Satzes von Funktionsspezifikationen für HGÜ-Systeme, Windkraftanlagen und andere an die HGÜ-Systeme angeschlossene Wechselstromsysteme
- Die Ableitung von Empfehlung für Testverfahren für HGÜ-Systeme und über HGÜ angeschlossene Windkraftanlagen
- Bereitstellung von Funktionsspezifikationen für Modelle von HGÜ-Systemen und Windkraftanlagen, die an HGÜ-Systeme angeschlossen sind
- Empfehlung für die Validierung von Windkraftanlagen, die an HGÜ-Systeme angeschlossen sind

Wesentliche Erkenntnisse des WP 11 wurden in D1.1 „Harmonization catalogue“ zusammengefasst. Darin werden potenzielle Beiträge der verschiedenen Arbeitspakete von PROMOTioN zu laufenden und möglichen neuen Harmonisierungs- und Standardisierungsaktivitäten mit Focus auf Offshore-HGÜ-Übertragungsnetzen identifiziert und analysiert.

Darüber hinaus hat die FGH federführend an einem „Report about best practice for compliance evaluation“ mitgearbeitet, der in D11.5 einfließen wird.

### WP 12

Das Arbeitspaket 12 befasst sich mit der Entwicklung eines Umsetzungsplans für ein zukünftiges europäisches vermaschtes Offshore-Gleichstromnetz bis zum Jahre 2050. Während man sich 2018 mit der Definition von zukünftigen Szenarien beschäftigte und entsprechende Eingangsdaten gesammelt und angepasst wurden, sind 2019 daraus resultierende Offshore-Topologien entwickelt worden.

Für den Umsetzungsplan sind drei zukünftige Szenarien definiert worden, welche sich hinsichtlich ihrer Entwicklung der installierten Leistung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Erneuerbaren) unterscheiden. Als Basis dienten die drei ENTSO-E TYNDP Szenarien, welche modifiziert und umbenannt wurden:

- Distributed Generation (DG) → Low Szenario
- Sustainable Transition (ST) → Central Szenario
- Global Climate Action (GCA) → High Szenario

Die Umbenennung soll den Unterschied hinsichtlich der installierten Offshore-Erzeugungsleistung verdeutlichen. So sind im High Szenario ca. 205 GW Erzeugungsleistung im Jahre 2050 in der Nordsee installiert, im Central Szenario 150 GW und im Low Szenario sind es 90 GW. Die unterschiedlichen installierten Leistungen führen zu entsprechenden Verschiebungen hinsichtlich der onshore und offshore installierten Erneuerbaren in den Nordsee Anrainern, d.h. im Low Szenario wird von einem höheren Ausbau von onshore Wind und PV-Anlagen ausgegangen als beim High und Central Szenario.

Weiterhin sind aufgrund unterschiedlicher Rahmenbedingungen, was die europäische Zusammenarbeit und technischen Möglichkeiten betrifft, vier topologische Konzepte entwickelt worden (Bild 5). Bei dem Business-as-usual (BAU) Konzept erfolgt die Anbindung zukünftiger offshore Windparks weiterhin mit Punkt-zu-Punkt Verbindungen, je nach Distanz entweder in AC oder DC-Technologie. Beim National Distributed Hubs (NAT) Konzept werden einzelne offshore Windparks zu Clustern geschlossen und dann an das entsprechende zugehörige nationale Onshore-Netz angeschlossen. Beim Centralized Wind Power Hubs (HUB) Konzept werden dagegen künstliche Inseln in der Nordsee aufgeschüttet und die umliegenden Windparks, wenn möglich, mit AC-Technik an die dortigen Sammelschienen angeschlossen. Die Anbindung an das Onshore-Netz erfolgt dann über DC-Verbindungen. Beim European Distributed Hubs (EUR) Konzept werden die Windparks ähnlich dem NAT Konzept geclustert, wobei hier eine starke europäische Zusammenarbeit erfolgt und eine Netzanbindung nicht an das jeweilige nationale Netz erfolgen muss.

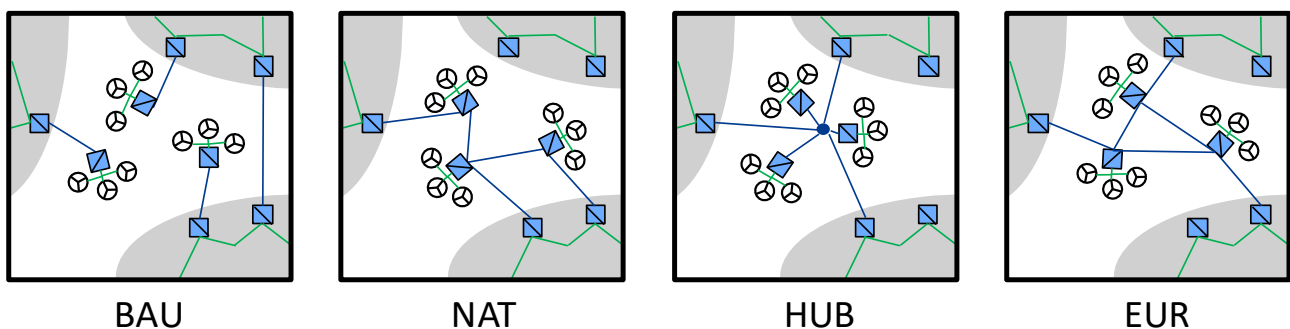


Bild 5 Entwickelte Konzepte für zukünftige Offshore-Systeme

Die aktuelle Aufgabe der FGH innerhalb des Arbeitspakets ist die Entwicklung und Anwendung einer Betriebssimulation auf die vom Projektpartner entwickelten Offshore-Topologien. Die zuvor vorgestellten Konzepte werden für alle drei Szenarien entwickelt, sodass schlussendlich 12 mögliche Varianten der Offshore-Netze entwickelt werden. Diese 12 Varianten liegen dann als Entwicklungsplan von 2025 bis 2050 in jeweils fünfjährigen Snapshots vor.

Diese Snapshots werden dann in ein europäisches Knotenmodell importiert, welches je nach Szenario unterschiedliche Netz- und Marktdaten enthält. Anschließend erfolgt eine Betriebssimulation über ein Jahr in einer stündlichen Auflösung. Die Ergebnisse der Simulation erlauben einen Vergleich der vier Konzepte

hinsichtlich des sozioökonomischen Nutzens, der CO<sub>2</sub>-Einsparungen, den Verlusten im Gleichstromnetz sowie der abgeregelten Energie aus erneuerbaren Quellen (siehe Bild 6).

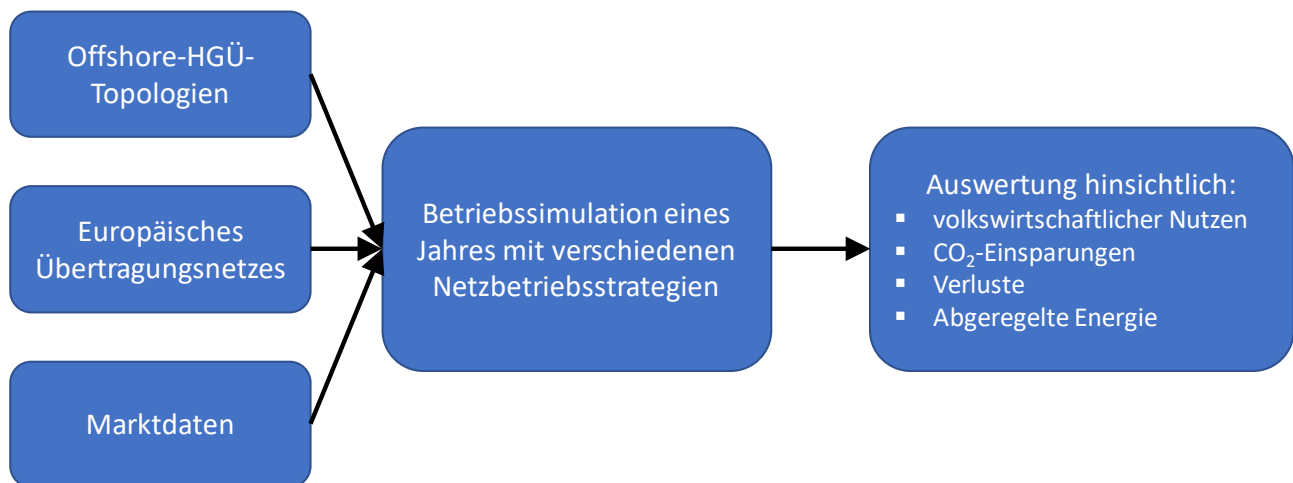


Bild 6 Überblick der Nutzenanalyse von Offshore-HGÜ-Topologien und Netzbetriebsstrategien in WP12

Abschließend werden diese Ergebnisse zusammen mit den geschätzten Installations- und Betriebskosten ausgewertet und eine Empfehlung für ein Konzept ausgesprochen. Dies erfolgt im Laufe des 1. Halbjahres 2020.

#### Literatur

- [1] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: [www.promotion-offshore.net](http://www.promotion-offshore.net)
- [2] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D2.3 – Report on simulation results and benchmark
- [3] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D2.4 – Requirement recommendations to adapt and extend existing grid codes
- [4] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D 11.1 – Harmonization catalogue

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc. Felix Rudolph  
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

## PLANET – Planning and operational tools for optimising energy flows and synergies between energy networks

EU-Forschungsprojekt GA No. 773839

Laufzeit: 01.11.2017 – 31.10.2020



Am 1. November 2017 startete das von der EU im Rahmen des „Horizon 2020 research and innovation programme“ geförderte Forschungsprojekt, das von einem internationalen Konsortium, bestehend aus 10 Partnerunternehmen, bearbeitet wird. Die Kernaktivitäten der FGH liegen in diesem Projekt im Bereich der internationalen Normung. Konkret sollen Daten, wie sie im PLANET Projekt in den Anwendungsfällen zur Sektorenkopplung identifiziert wurden, in den Standardisierungsprozess der IEC 61850 eingebracht werden.

### Projektziel

Das EU-Forschungsprojekt PLANET ([www.h2020-planet.eu](http://www.h2020-planet.eu)) entwickelt ein Entscheidungsunterstützungssystem (Decision Support System) für politische Entscheidungsträger und Netzbetreiber, mit dem Ziel, die vollständige Integration der ständig zunehmenden intermittierenden erneuerbaren Energien in das Stromnetz zu ermöglichen. Erreicht werden soll dies durch die sektorübergreifende Koordination von Energienetzen und -anlagen für Strom, Gas und Wärme (s. Bild 1) mit speziellem Fokus auf Verfahren und Anlagen zur Energiespeicherung und -umwandlung. Flankiert wird das Entscheidungsunterstützungssystem von entsprechenden Technologiemoellen, Empfehlungen für Normung und Politik, Vorschlägen zu Markt-reformen sowie Geschäftsmodellen, um so zu einem erfolgreichen Übergang zu einem vollständig CO<sub>2</sub>-freien EU-Energiesystem beizutragen.

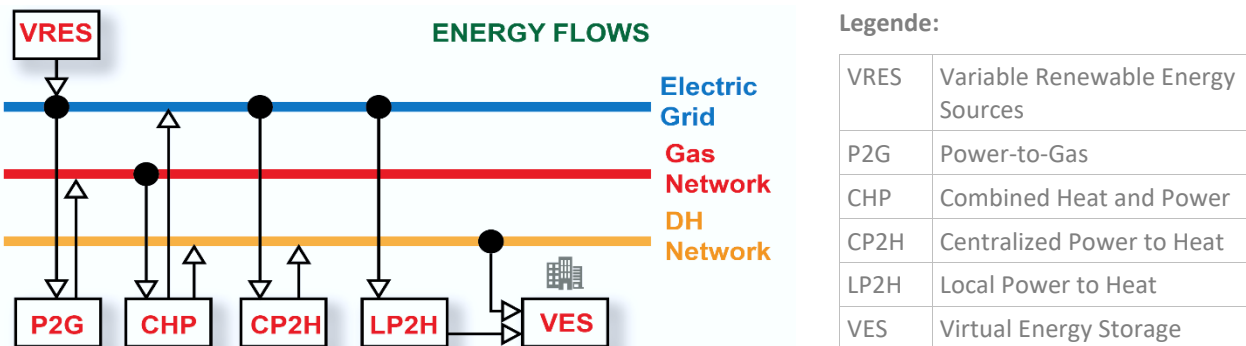


Bild 1 PLANET-Funktionsschema

Das PLANET Decision Support System unterstützt folgende Anwendungsfälle, die unter Leitung der FGH in enger Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern IREN (Italien) und SOREA (Frankreich) ausgearbeitet wurden:

- Nutzung von Power-to-gas zum Engpassmanagement
- Flexibilitätsbereitstellung durch zeitliche Verschiebung des Strombedarfs mittels virtueller Energiespeicherung in Gebäuden
- Stabilisierung des Stromnetzes und Wärmeerzeugung durch KWK Kleinanlagen
- Warmwasserspeicherung in Fernwärmekraftwerken mit zentralen Wärmepumpen
- Reduzierung von industriellen Abgasen und Herstellung von synthetischem Erdgas mittels Power-to-gas



Eine detaillierte Übersicht zu den Anwendungsfällen gibt der Bericht „D4.1 - Preliminary interfaces between electricity, gas, transportation and heating/cooling networks“, der auf der Projektwebsite heruntergeladen werden kann: <https://www.h2020-planet.eu/deliverables>.

Basierend auf den Sequenzdiagrammen der fünf Anwendungsfälle wurden die notwendigen Daten für den Informationsaustausch definiert und die Norm IEC 61850 als geeignetes Kommunikationsprotokoll evaluiert, auf das diese Daten in einem nächsten Schritt gemappt werden sollen. Da das semantische Datenmodell der Normenreihe IEC 61850 bislang nur für die Anwendung in elektrischen Netzen konzipiert ist, hat die FGH, die in der internationalen Normung der IEC 61850 im TC57 WG17 vertreten ist, den Preliminary Work Item (PWI) „PWI for IEC 61850 model extensions to support thermal energy systems – Use of IEC 61850 for thermal energy systems connected to the electric grid“ mit erarbeitet. Dieser wurde im Oktober 2019 an die nationalen Spiegelgremien zur Abstimmung zirkuliert und angenommen. Durch die Arbeiten in der dafür neu eingerichteten Task Force 90-27 (Thermal Energy Systems) sollen zukünftig auch thermische Energiesysteme im Normenteil IEC 61850-7-420 (Basic communication structure – Distributed energy resources logical nodes) Berücksichtigung finden. In einem Technischen Bericht wird dafür zunächst definiert, welche Daten in das Normenwerk aufgenommen werden müssen und welche strukturellen Erweiterungen dafür im Teil 7-420 der IEC 61850 vorzusehen sind. Nach der Verabschiedung des technischen Berichts durch die dafür zuständigen nationalen Normungsgremien sollen die Inhalte in die nächste Edition des Normenteils 7-420 integriert werden. Ziel ist die Veröffentlichung eines ersten Committee Draft (DC) bis Mitte 2020.

Weitere Informationen zum Projekt erhalten Sie unter [www.cordis.europa.eu/project/rcn/211953\\_en.html](http://www.cordis.europa.eu/project/rcn/211953_en.html) sowie unter <https://www.h2020-planet.eu>

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen  
Dipl.-Ing. (FH) Andrea Schröder

## Ermittlung robuster Schaltzustände für den Betrieb elektrischer Übertragungsnetze

Auszug aus Dissertation, ISBN 978-3-941704-90-9

Prüfung 17.07.2019

### Zusammenfassung

Anhaltende Entwicklungen in der Elektrizitätsversorgung, unter anderem der signifikante Zubau von dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen, führen zu einem erhöhten Bedarf von Anpassungsmaßnahmen, um Engpässe im Übertragungsnetz zu vermeiden. Damit Maßnahmen mit hoher Vorlaufzeit rechtzeitig aktiviert werden können, kommt der Betriebsplanung bei der Engpassbehebung eine zunehmende Bedeutung zu.

Schaltmaßnahmen zur Veränderung des Schaltzustands des Übertragungsnetzes stellen ein nahezu kostenfreies Mittel des Netzbetriebs dar, deren Verwendung zudem den Anpassungen der Transportaufgabe gesetzlich vorzuziehen ist. Bei der Berücksichtigung von Schaltmaßnahmen in der Betriebsplanung sind jedoch umfangreiche Randbedingungen zu beachten:

- Das Auftreten komplexer Schaltsequenzen und die begrenzte Zuverlässigkeit von Schaltgeräten erfordert die explizite Prüfung der Schaltmaßnahmen. Die bloße Betrachtung des resultierenden Schaltzustands ist nicht ausreichend.
- Um einen gleichmäßigen Schaltbetrieb gewährleisten zu können, ist die vorausschauende Auswahl von Schaltzuständen erforderlich, die möglichst längerfristig zulässig sind.
- Die Koordination von Schaltmaßnahmen erfordert die Ermittlung einer begrenzten Menge von Schaltzuständen, die für einen längeren Zeitraum effektiv eingesetzt werden kann.

Im heutigen Netzbetrieb werden die umfangreichen Randbedingungen vereinfacht berücksichtigt, indem das Übertragungsnetz üblicherweise im sogenannten Normalschaltzustand betrieben wird. Hiervon wird nur in geringem Umfang abgewichen. Um jedoch das Potential des Schaltzustands unter Berücksichtigung der genannten Einschränkungen möglichst effizient auszunutzen, wird in dieser Arbeit das Konzept der robusten Schaltzustände (rSZ) entwickelt.

Zur Ermittlung von rSZ wird ein Verfahren mit verschiedenen Bausteinen vorgeschlagen. Zunächst wird eine als stochastischer Prozess modellierte repräsentative Netznutzung auf Basis historischer Netznutzungsfälle hergeleitet. Dabei werden repräsentative Netznutzungsfälle mit Hilfe eines Clustering-Verfahrens ermittelt. Auf dieser Basis können im nächsten Schritt rSZ unter gleichzeitiger Berücksichtigung der erforderlichen Schaltmaßnahmen mit Hilfe eines geeigneten Optimierungsverfahrens ermittelt werden. Im entwickelten Verfahren werden Strom-, Spannungs- und Kurzschlussstromgrenzwerte und weitere Nebenbedingungen für Schaltmaßnahmen berücksichtigt. Die Bestimmung von kurativen Schaltmaßnahmen zur Engpassbehebung nach Betriebsmittelausfall ist ebenfalls möglich. Zur Herabsetzung der Problemdimension teilt sich das Verfahren in ein Sub- und Masterproblem auf. Das Subproblem ermittelt eine Vorschlagsliste von optimierten Schaltzuständen pro repräsentativem Netznutzungsfall. Im Masterproblem werden die insgesamt optimalen – und damit robusten – Schaltzustände bestimmt. Dabei werden insbesondere die sich einstellenden Schaltmaßnahmen mit Hilfe einer Modellierung des Risikos und der Zuverlässigkeit bewertet. Die auf diese Weise ermittelten rSZ können anschließend in Prozessen der Betriebsplanung zur Beseitigung von Engpässen eingesetzt werden. Dazu wird ein Verfahrensbaustein entwickelt, der auf Basis der prognostizierten Netznutzung eine Auswahl der zur Verfügung stehenden rSZ mit nur geringem Bedarf an Rechenzeit vornimmt.

Exemplarische Untersuchungen zeigen anhand der Simulation eines Betriebsplanungsprozesses, dass erfolgreich Schaltmaßnahmen auf Basis der rSZ zur Beseitigung von Engpässen herangezogen werden können. Auf diese Weise kann der Umfang sonstiger erforderlicher Maßnahmen zur Engpassbehebung, insbesondere Eingriffe in die Transportaufgabe, reduziert werden.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Andreas Moormann  
Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts

## Weiterbildung

### Seminare

#### **FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung** 22.-23.01.2019 in Mannheim

##### Seminarleitung

*Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts, FGH*

Die den Letztverbrauchern dargebotene Versorgungszuverlässigkeit steht als meistbeachtetes Qualitätsmerkmal der Versorgung mit elektrischer Energie im Mittelpunkt des Interesses von Netzbetreibern, Konzessionsgebern und Regulierungsbehörden und ist deswegen auf gesetzlicher Grundlage von den Netzbetreibern zu erfassen. Ferner bilden sie die Bewertungsgrundlage für die in Deutschland erfolgende Qualitätsregulierung elektrischer Verteilungsnetze.

Aussagekräftige Statistiken sind die Grundlage für die Versachlichung der Diskussion um Kosten und Qualität und liefern einen wesentlichen Beitrag für Entscheidungen der technischen und wirtschaftlichen Planung. Die Erfassung und Analyse von Störungen und Versorgungsunterbrechungen wird somit zu einer zentralen Aufgabe.

Die Erfassungsschemata für die FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik und die OE-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik stellen hier eine bewährte Methodik zur Verfügung und garantieren eine vollständige Deckung der Anforderungen der BNetzA und der E-Control.

Neben der Vermittlung der aktuellen Erfassungsschemata werden auch die Hintergründe der Gestaltung der Statistik beleuchtet. Dazu werden jeweils Erfassungsziele hinsichtlich Auswertemöglichkeiten und Vorgaben der BNetzA zur Erfassung von Versorgungsunterbrechungen erläutert. Dies erfolgt sowohl anhand von Übersichtsvorträgen als auch anhand von praktischen Übungen, bei denen zur Erleichterung der erforderlichen Eingaben das Programm INTERASS eingesetzt wird.

Dieses Seminar gehört zu den Klassikern im Weiterbildungsprogramm der FGH.

#### **Grundlagen und Anwendung der IEC 61850**

15.-16.05.2019 in Wiesloch

##### Seminarleitung

*Prof. Michael Igel,*

*HTW des Saarlandes, Saarbrücken*

Die internationale Normenreihe IEC 61850 zur Kommunikation in der Schutz- und Stationsleittechnik findet weltweit Anwendung. Systemunabhängigkeit und Flexibilität versprechen neben vielfältigen technischen Vorteilen auch eine Senkung der Gesamtkosten über die Lebensdauer von Schaltanlagen. Außerdem zeichnet sich ein vielfältiger Einsatz der Normenreihe in Kommunikationsaufgaben bei Smart Grid-Anwendungen außerhalb der klassischen Stationsleittechnik ab. Die Normenreihe IEC 61850 beschreibt im Gegensatz zu früheren Kommunikationsnormen nicht nur technische Aspekte der Protokolle, sondern definiert in einem deutlich umfassenderen Ansatz ein eigenes Datenmodell für den Bereich der Schutz- und Stationsleittechnik aber auch der dezentralen Energieversorgung im Allgemeinen, beschreibt zugehörige Dienste und enthält außerdem verschiedene Methoden zur Unterstützung des Engineerings. Während dieser umfassende Ansatz einerseits viele technische und auch wirtschaftliche Vorteile erschließt, ist andererseits die Komplexität des Normenwerks entsprechend hoch. Dieses Seminar soll eine grundlegende Einführung in die Philosophie, die Konzepte und den Aufbau der Normenreihe geben. Weiterhin werden Anwendungsmöglichkeiten dargestellt, die anhand praxisrelevanter Beispiele verdeutlicht werden.

Dieses Seminar gehört inzwischen ebenfalls zu den Klassikern im Weiterbildungsprogramm der FGH und war im Berichtsjahr gut besucht.

#### **Grundlagen der Netzschutztechnik**

10.-11.04.2019 in Wiesloch

05.-06.11.2019 in Bonn

##### Seminarleitung

*Prof. Michael Igel,*

*HTW des Saarlandes, Saarbrücken*

Kenntnisse an den Schnittstellen des eigenen primären Arbeitsgebietes für Mitarbeiter von Netz-

planung und -betrieb sorgen für reibungslosere Betriebsabläufe und vermeiden Missverständnisse. Daher hat die FGH auf Anregung des AKEI ein Seminar zu den Grundlagen der Netzschutztechnik konzipiert, das nicht den Anspruch hat, Experten für Schutztechnik gerecht zu werden, sondern allen, die mit Schutztechnik im Rahmen ihrer Tätigkeiten in Berührung kommen, die erforderlichen Kenntnisse vermitteln soll. Es ist auch als Einstieg in die Netzschutztechnik geeignet.

Vermittelt werden die wesentlichen Grundlagen der Netzschutztechnik, z.B. der Kurzschlussstromberechnung, Schutzprinzipien und Fehlerdetektionsmechanismen. Diese werden durch Anwendungsbeispiele und praktische Hinweise ergänzt. Behandelt werden auch die am häufigsten eingesetzten Schutztechniken in elektrischen Netzen inklusive eines Überblicks über Parametrierungsmöglichkeiten und -erfordernisse. Aufgrund der großen Bedeutung des Themas wurde ein gesonderter Beitrag zum Schutz von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen ergänzt.

Das Seminar erfreut sich seit seiner Einführung 2007 ungebrochen erfreulicher Nachfrage. Beide Termine im Berichtsjahr 2019 waren nahezu ausgebucht.

### **Isolationskoordination – Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen**

19.-20.02.2019 in Ladenburg

#### **Seminarleitung**

*Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen, FGH*

Für die Betreiber der elektrischen Energieversorgungsnetze ist die Kenntnis der im Netz stattfindenden Vorgänge zwingend erforderlich. Das Seminar „Isolationskoordination“ vermittelt diese Kenntnis hinsichtlich auftretender Spannungsbeanspruchungen und deren Folgen für die erforderliche Isolation der Betriebsmittel.

Das Seminar soll Fachleuten der Energieversorgung notwendige Informationen über Spannungsvorgänge und Möglichkeiten zur Begrenzung von Überspannungen vermitteln sowie Gelegenheit

geben, die Folgen für die Isolation der Geräte zu diskutieren.

Es wurde das gesamte Spektrum der Isolationskoordination, wie es in den Normen der VDE 0111 festgelegt ist, behandelt. Ausgehend von den auftretenden Überspannungen und den Möglichkeiten zu ihrer Begrenzung wurden die für den Betrieb des Netzes notwendigen Spannungsfestigkeiten der Betriebsmittel und deren Zusammenhang mit den in Prüfungen angewendeten genormten Isolationspegeln dargestellt und in Übungen vertieft.

### **Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis**

05.-07.02.2019 in Köln

22.-24.10.2019 in Ladenburg

#### **Seminarleitung**

*Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts, FGH*

*Dr.-Ing. Daniel Schacht, FGH*

Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen sind in der jahrzehntelangen Anwendung bewährte und in den Berechnungsgrundsätzen unverändert gebliebene Werkzeuge. Sie gehören aber auch zu den Standardwerkzeugen der Netzberechnung, da sie immer noch die Basis für vielfältige Bewertungsaufgaben in Netzplanung, Netzbetriebsplanung und -betrieb bilden. Daher bietet die FGH dieses Seminar regelmäßig weiterhin an, zumal einige Unternehmen dieses Seminar in ihren Weiterbildungsprozess für neue Mitarbeiter oder eine zukünftige Tätigkeit in Netzbetriebsplanung oder -führung aufgenommen haben.

Im Seminar werden die Grundkenntnisse der Lastfluss- und Kurzschlussberechnungsverfahren sowie der Modellierung von Energieversorgungssystemen für die praktische Arbeit vermittelt. Auf die relevanten VDE-Vorschriften, insbesondere die aktuelle Version der DIN VDE 0102 zur Kurzschlussstromberechnung, wird ebenso eingegangen wie auf Probleme und Lösungen bei der Datenbeschaffung. Neben typischen grundlegenden Aufgaben, – z.B. Grundlastfluss- und Ausfallrechnung, Berechnung maximaler und minimaler



Kurzschlussströme – werden auch spezielle Fragestellungen wie die Netzwerkreduktion, die Lastflussoptimierung mit aufgabenstellungsspezifischen Zielfunktionen und die Zustandsestimation als wichtige Bestandteile der Netzplanung und Netzbetriebsführung behandelt. Zu allen Themen werden praktische Übungen bzw. Demonstrationen am Rechner mit der aktuellen INTEGRAL-Version durchgeführt, bei denen die theoretischen Inhalte praktisch aufgearbeitet und die erzielten Ergebnisse diskutiert werden. Ein Teil der Übungen ist dabei als freie Netzplanungsaufgabe konzipiert, bei der die wirtschaftlichste Lösung unter Einhaltung der technischen Randbedingungen prämiert wird. Zudem sind aufgrund der hohen Relevanz von Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen bei der Anschlussprüfung von Erzeugungsanlagen einzelne Übungen entsprechend thematisch ausgerichtet.

Dieses mit einer großen Tradition verbundene Grundlagenseminar erfreut sich nach wie vor anhaltendem Interesse und war erneut gut besucht bzw. ausgebucht.

### **Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen**

13.-14.02.2019 in Aachen

17.-18.09.2019 in Velbert

#### **Seminarleitung**

*Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie, FGH*

In den vergangenen Jahren haben sich die mit der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie und der Systemdienstleistungsverordnung eingeführten Nachweisprozesse in Deutschland beständig weiterentwickelt und werden heute von allen Akteuren – Herstellern, Projektierern, Netzbetreibern und Investoren – als etablierte und valide Instrumente im Anschlussverfahren und Betrieb von Erzeugungsanlagen anerkannt. 2017 wurde in dieser Thematik eine neue Phase eingeleitet. Die Nachweisführung wurde mit der Verordnung zum Nachweis der elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (NEIEV) zum 01.07.2017 auf

eine klare gesetzliche Grundlage gestellt. Weiterhin löste die VDE Anwendungsregel VDE AR N 4120 (TAB Hochspannung) den bisher geltenden TransmissionsCode in weiten Teilen ab. Schließlich werden vom VDE derzeit weitere bzw. aktualisierte Netzanschlussregeln für alle Spannungsebenen in die Konsultation gegeben, die ihrerseits letztlich der Umsetzung von Vorgaben aus den europäischen Netzwerk Kodizes, insb. des Connection-Codes Requirements for Generators (RfG), ab 2019 dienen.

Diese und weitere aktuelle Entwicklungen in der Nachweissystematik wurden in dem Seminar anschaulich durch die fachkundigen Referenten aufbereitet und dargestellt.

Ausgehend von den netz- und systemseitigen Anforderungen an das elektrische Verhalten von Erzeugungsanlagen wurden die aktuell gültigen Vorgaben an den Netzanschluss in Verteilungsnetzen vorgestellt und deren Prüf- und Nachweisumfang auf Einheiten- und Anlagenebene beschrieben. Erfahrungsberichte aller betroffenen Gruppen rundeten das Programm ab. Sowohl heute übliche Auslegungen der Anforderungen an Erzeugungsanlagen durch Netzbetreiber und deren Umgang mit den Anlagenzertifikaten als auch die derzeitigen Probleme bei der Nachweisführung seitens der Hersteller, Betreiber und Zertifizierer kamen zur Sprache.

Aufgrund hoher Nachfrage wurde das Seminar im Jahr 2019 zweimal angeboten.

### **Netzschutztechnik und Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) in Nieder- und Mittelspannungsnetzen**

08.-09.05.2019 in Leipzig

#### **Seminarleitung**

*Prof. Dr.-Ing. Michael Igel,*

*HTW des Saarlandes, Saarbrücken*

Der Netzschutz ist in der Stromversorgung ein Arbeitsgebiet mit hohen Anforderungen an das Wissen der Mitarbeiter. Durch die Energiewende nimmt die Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen

wie Windenergie- und PV-Anlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen stetig zu. Dies schafft neue Herausforderungen für die Gestaltung des Kurzschlusschutzes in den Netzen. Die FGH bietet mit diesem Seminar ergänzend zum Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“ die Möglichkeit, vorhandenes Wissen des Netzschutzes aufzufrischen und sich über die Auswirkungen der Energiewende auf den Netzschutz zu informieren. Ein wesentlicher Schwerpunkt des Seminars liegt auf der praktischen Auslegung und Parametrierung eines Kurzschlusschutzkonzeptes.

Das Seminar behandelt in Übersichtsvorträgen zunächst die Grundlagen der Kurzschlussstromberechnung und des Netzschutzes jeweils für Mittel- und Niederspannungsnetze. Themenbezogen erfolgen praktische händische oder rechnergestützte Übungen, in denen die Teilnehmer Kurzschlusskonzepte erarbeiten, parametrieren und prüfen sollen. Dies erfolgt praxisgerecht unter Anwendung quasistationärer Berechnungsmethoden und unter Verwendung der FGH-eigenen Netzberechnungssoftware INTEGRAL, wobei die Teilnehmer schrittweise in die Bedienung eingeführt werden. Damit ist gewährleistet, dass die zu bearbeitenden Aufgaben auch für Anwender anderer Softwarepakete beherrschbar sind. Im Vordergrund steht die Lösung der schutztechnischen Aufgabenstellungen an praxisgerechten Beispielen. Dabei werden für die Netze jeweils zunächst Schutzkonzepte ohne DEA entwickelt und am 2. Seminartag auf Eignung bei DEA-Anschluss bewertet und angepasst. Es können von den Teilnehmern zudem selbst aktuelle Fragestellungen eingebracht und im Seminar diskutiert werden. Das Seminar schließt mit einem Beitrag zur Anwendung dynamischer Berechnungsverfahren für schutztechnische Fragestellungen und Schutzprüfungen.

Die Teilnehmerzahl war im Vergleich zu früheren Durchführungen des Seminars im Jahr 2019 relativ gering. Die Teilnehmer haben das Seminar allerdings sehr positiv bewertet.

## **Sternpunktbehandlung**

12.-13.11.2019 in Neuss

### **Seminarleitung**

*Dr.-Ing. Thomas Weber, Schneider Electric GmbH, Seligenstadt*

Das übergeordnete Ziel des Seminars ist es, die Teilnehmerinnen und Teilnehmer umfassend mit dem Thema Sternpunktbehandlung vertraut zu machen. Theoretische Grundlagen dienen hierbei zur Auffrischung und Ergänzung der vorhandenen Kenntnisse und als Basis für die nachfolgenden vergleichenden Diskussionen. Die Teilnehmenden werden in die Lage versetzt, die eigene Vorgehensweise kritisch zu überprüfen, Problemstellungen im eigenen Netz zu analysieren und darauf aufbauend im Netz erforderliche oder sinnvolle Maßnahmen zu bewerten. Das Thema Sternpunktbehandlung wird in Theorie und Praxis behandelt. Theoretische Grundlagen der symmetrischen Komponenten werden erläutert und dienen als Basis zum Verständnis der betrachteten Vorgänge. Ebenso werden die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Sternpunktbehandlungen erläutert und durch Anwendungsbeispiele aus dem Netzbetrieb belebt. Das Thema wird abgerundet durch die Analyse von Anforderungen aus Sicht der Dimensionierung der Anlagen und Betriebsmittel sowie der Wahl geeigneter Schutztechnik. Während des Seminars bietet sich die Gelegenheit zum intensiven fachlichen Austausch mit Referenten und anderen Teilnehmern.

Das Seminar Sternpunktbehandlung gehört schon lange zum etablierten Weiterbildungsprogramm der FGH und wurde auch im Jahr 2019 von den Teilnehmern sehr gut bewertet.

## Promotionen

Im Berichtsjahr hat unser Mitarbeiter, Herr Dr.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Andreas Moormann, seine Dissertation erfolgreich abgeschlossen:

Ermittlung robuster Schaltzustände für den Betrieb elektrischer Übertragungsnetze

Die Kurzfassung seiner Arbeit finden Sie auf Seite 74 dieses Jahresberichts.

Sämtliche Dissertationen stehen unter der Betreuung des FGH-Vorstands, Herrn Prof. Moser. Die Themen sind auch hier an aktuell laufende Forschungsprojekte angelehnt, etwa zur „Simulation und Bewertung von Betriebsstrategien vermaschter Offshore-HGÜ-Systeme“ (PROMOTioN, S. 64) oder „Zuverlässigkeit der Regelleistungsbereitstellung aus Smart Grids“ im Projekt ENSURE (S. 13) oder auch „Betriebsplanung von Smart Grids“ sowie „Untersuchung der Wechselwirkung zwischen lokalen Netzengpassbehebungsmaßnahmen und dem Strommarkt in der zukünftigen Betriebsplanung elektrischer Verteilnetze“ im Projekt enera (S. 33). Zudem ergeben sich Arbeiten in Verbindung mit unserer Auftragsforschung, etwa zur „Optimalen Freisaltplanung im Übertragungsnetz“, siehe Beitrag „Mehrjahresschaltplanung in Kooperation mit Transnet BW“ (S. 85).

## Studentische Arbeiten

### Bachelorarbeiten

Untersuchung von Fehlstellen in Hochspannungs-VPE-Kabeln mittels Ultraschall	Gregor Hollerbach
Auswertung des Einflusses der Energiewende auf die Zuverlässigkeit des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems	Ricarda Katja Kriete
Modellierung des Strommarktes mittels maschinell lernender Verfahren	Sven Lechner
Technische Bewertung des Verfahrens zur Überprüfung der Standortgüte im Bereich der Windenergieanlagen nach EEG 2017	Kai Raumann
Modellierung synthetischer Prognosezeitreihen für die Betriebsplanung von Smart Grids	Jan Schneiders

### Masterarbeiten

Steuerungsbedarf der Einspeise- und Verbrauchsentwicklung zur Substitution von Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz	Judith Hagedorn
---	-----------------

*Die Energiewende und der Kernenergieausstieg stellen das deutsche Übertragungsnetz vor enorme Herausforderungen. Besonders die volatile und häufig lastferne Einspeisung von Erneuerbaren Energien wie Wind- und Photovoltaik verursacht steigenden Transportbedarf. Das historisch gewachsene Übertragungsnetz ist für diese Aufgabe nicht ausgelegt. Da der Netzausbau jedoch auf geringe gesellschaftliche Akzeptanz stößt, ist es erstrebenswert, Möglichkeiten zur Substitution von Netzausbaubedarf genauer zu betrachten. Daher wurde im Rahmen dieser Arbeit untersucht, in welchem Umfang eine Steuerung der Einspeisung von Windenergieanlagen sowie Photovoltaikanlagen erfolgen kann, um damit den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz zu reduzieren.*

*Dazu wurde auf Grundlage des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) eine Potenzialanalyse und Regionalisierung für Windenergie- und PV-Anlagen durchgeführt, bei der jeweils das technische Potenzial möglichst kleinräumig ermittelt wurde. Für eine weitergehende Regionalisierung wurden die Ergebnisse mit bundeslandspezifischen Untersuchungen kombiniert. Anschließend wurden die Auswirkungen des ermittelten Potenzials auf die technischen Belastungsgrenzen des Netzes mit Hilfe eines bestehenden Verfahrens zur Lastflussoptimierung ermittelt.*

Entwicklung eines Verfahrens zur Ableitung zu erwartender Nutzungsdauern von Sekundärtechnikkomponenten	Thomas Beißel
---	---------------

*Seit jeher wird Sekundärtechnik zur Steuerung, Überwachung und zum Schutz in der Energieversorgung eingesetzt. Auf Grund ihres geringen Kostengewichts in Relation zur Primärtechnik wurde dieser kaum Beachtung bei der Bewertung von Assetmanagement-Maßnahmen geschenkt.*

*Durch den im Zuge der Energiewende zunehmenden Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen an der Stromerzeugung in Deutschland, hat sich der Bedarf an Sekundärtechnik in Verteilnetzen stark erhöht. Die mit dem vermehrten Einsatz einhergehende Zunahme des Kostengewichts für diese Betriebsmittelgruppe rückt Sekundärtechnik in den Fokus des Assetmanagements.*

*Gleichzeitig hat sich auch die Bauart der Geräte von vormals elektromechanisch oder analogelektrisch ausgeführten Komponenten hin zu softwaregestützter Digitaltechnik verändert. Während bei mechanischen*

*Bauteilen individuelle Alterungserscheinungen, die im Rahmen von Vor-Ort-Begehungen erfasst werden können, in die Bewertung für das Assetmanagements einfließen, handelt es sich bei den ausschlaggebenden Alterungsfaktoren von Digitaltechnik oft um künstliche Alterungsfaktoren, die sich auf ganze Baureihen oder Stationen beziehen.*

*Um Aufschluss über das Sekundärtechnikportfolio von Verteilnetzbetreibern zu erhalten, wurde eine Umfrage unter diesen durchgeführt. Ein wichtiges Ergebnis dieser Umfrage ist, dass die regulatorisch vorgegebenen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern deutlich länger, als die in der Praxis flächendeckend erreichten sind. Wichtige Gründe für die vorzeitige Außerbetriebsetzung von Sekundärtechnik sind ein mangelnder Herstellersupport, kürzer werdende Innovationszyklen und veränderte Anforderungen an die Geräte. Im Rahmen einer weiteren Umfrage, die an Hersteller von Sekundärtechnik gerichtet war, wurden die Modelllebensdauern und anschließenden Supportzeiträume einzelner Geräte analysiert. Mit Hilfe der gesammelten Daten wurden Bewertungsmethoden aus dem Assetmanagement auf den Umgang mit Sekundärtechnik übertragen.*

*Um mit Hilfe der erfassten technischen und künstlichen Alterungsfaktoren sowohl Zustandsbewertungen als auch -prognosen vornehmen zu können, wurde ein Bewertungsmodell entwickelt und exemplarisch angewendet. Ein Vergleich des entwickelten Modells mit konventionellen Herangehensweisen zur Bewertung Sekundärtechnik zeigt, dass in dem Modell deutlich mehr Rahmenbedingungen berücksichtigt werden und so genauere Prognosen erstellt werden können.*



## Auftragsforschung

Neben der Durchführung von Forschungsprojekten werden auch Auftragsforschungs- und wissenschaftliche Untersuchungsprojekte zu unterschiedlichsten Fragestellungen bearbeitet. Als Auftraggeber der Auftragsforschungsprojekte treten vorzugsweise FGH-Mitgliedsunternehmen, aber auch weitere Unternehmen der Energiebranche auf. Die große Bandbreite der Auftraggeber, die von Netzbetreibern, der Industrie und Dienstleistern bis zu Herstellern und Betreibern von Erzeugungsanlagen oder auch Behörden, Gerichten und Verbänden reicht, verdeutlicht, dass die FGH als unabhängige und objektive Einrichtung in der Fachwelt anerkannt wird.

Der folgende Auszug exemplarischer Projekte aus den beiden Forschungsbereichen **Elektrische Netze** und **Energetechnische Anlagen** verdeutlicht das breite thematische Feld der im Geschäftsjahr durchgeführten wissenschaftlichen Untersuchungen.

- Entwicklung von Tools für Netzbetrieb und Netzbetriebsplanung für Übertragungsnetze
- Umfang erforderlicher Reservekraftwerkparks für die Gewährleistung eines sicheren Übertragungsnetzbetriebs
- Betriebliche Einsatzkriterien zur Aktivierung der zur Netzstabilität erforderlichen konventionellen Erzeugung auf Basis von Lastflussprognosen
- Entwicklung von Prozessen und Tools zur Validierung der Mindestkapazität (MinRAM) im Kontext des Flow-Based Market Coupling
- Betriebsstrategien für lastflussteuende Betriebsmittel im Übertragungsnetz
- Nutzenbewertung mobiler Speicher für netzdienlichen Einsatz im Verteilnetz
- Zukünftige Ausgestaltung der Qualitätsregulierung Netzzuverlässigkeit Strom in Deutschland
- Prozessgestaltung und Bewertungskriterien in der Mehrjahresschaltplanung
- TE-Messungen zu Zustandsbewertung von ONS
- Betrachtung der elektrischen und magnetischen Felder bei außergewöhnlichen Kabelverlegungstrassen
- Prototyp zum Online-Monitoring der chemischen Vernetzung von Isolierstoffen
- Untersuchungen zum nicht-invasiven Monitoring von Fehlern an der inneren Leitschicht in VPE-Kabeln
- Blitzstoßfestigkeit von HVDC-Baugruppen
- Schnelle zerstörungsfreie Größenabschätzung von Lufteinschlüssen in Hochspannungsisolierungen mittels Ultraschalltechnologie
- Gutachten zu Schadensfällen an MS-Muffen und -Endverschlüssen

Durch die im Rahmen der Zuwendungsforschung geförderten Forschungsprojekte sind hier sowohl Spezialwissen bei den Mitarbeitern wie auch spezielle Werkzeuge auf dem aktuellsten technischen Entwicklungsstand vorhanden, die zum Vorteil unserer Kunden eingesetzt werden können.

Die enge, partnerschaftliche Zusammenarbeit mit dem jeweiligen Auftraggeber bietet uns die Möglichkeit, unsere Erfahrungen weiterzugeben und unsere Kompetenzen auszubauen. Nicht zuletzt fließen Erkenntnisse aus den Auftragsforschungsprojekten wieder als erweiterte Fragestellungen in die Forschungs- und Entwicklungsprojekte. Darüber hinaus ermöglichen uns diese Arbeiten die Weiterentwicklung unserer Werkzeuge und entsprechender hochqualitativer und effizienter Dienstleistungen. Somit ist die Auftragsforschung nicht unerheblich am Erfolg unserer Arbeit beteiligt.

## Einsatzgebiete und Werkzeuge

Neben den bereits genannten Tätigkeiten im Berichtsjahr verfügen wir auf den klassischen Gebieten der Betriebsmittel, Anlagen- und Systemtechnik über fundiertes Wissen und praktische Erfahrungen. Die nachfolgende Aufzählung nennt zur Orientierung einige Themenbereiche:

### Forschungsbereich Energietechnische Anlagen

- Instandhaltungsmanagement und -strategien
- Modellierung betriebsmittelspezifischer Alterungsverhalten für das Assetmanagement
- Störungsaufklärung
- Schadensanalysen elektrischer Anlagen
- Zerstörungsfreie Zustandsbewertung des Isoliersystems energietechnischer Komponenten
- Entwicklungsprüfungen von Materialien oder Komponenten
- Beeinflussung benachbart geführter Leitungen
- Berechnung elektromagnetischer Felder an Übertragungsleitungen
- Vermessung und Analyse elektrischer Netze hinsichtlich Transienten und (eingekoppelten) Oberschwingungen
- Vor-Ort Diagnosemessungen an Betriebsmitteln
- Überspannungsberechnungen, Isolationskoordination und Ableitereinsatz

Des Weiteren bietet das vergleichsweise junge Tätigkeitsfeld der zerstörungsfreien Ultraschallholographie vielfältige Möglichkeiten bezüglich Prüfung, Monitoring und Optimierung im Herstellungsprozess energietechnischer Betriebsmittel. Innovative und selbst entwickelte Algorithmen zur (automatischen) Auswertung liefern insbesondere hinsichtlich der Ursachenforschung schnelle und hilfreiche Hinweise.

### Forschungsbereich Elektrische Netze

- Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen
- Netzausbauplanung
- Lastflussoptimierung und Netzbetriebssimulation
- Stabilitätsuntersuchungen und dynamische Simulationen
- Zuverlässigkeitsanalysen
- Sonderauswertungen der FNN-Störungsstatistik
- Einsatz von leistungselektronischen Betriebsmitteln (FACTS)
- Einsatz von HGÜ-Anlagen
- Analyse und Parametrierung von Schutzgeräten
- Informations- und Kommunikationstechnik im Energienetz

Für die Lösung dieser Aufgaben setzen wir überwiegend selbst entwickelte, leistungsfähige Softwarepakete bzw. dort eingebundene weitere Analysemodule ein. Damit ist ein sachgerechter Einsatz der Werkzeuge sichergestellt und es ist möglich, auf die jeweilige Fragestellung, etwa durch notwendige Anpassungen, flexibel zu reagieren sowie eine effiziente Bearbeitung der Projekte zu erreichen.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Gregor Brammer  
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen  
Dr.-Ing. Simon Krahl  
Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie

## Ausgewählte Auftragsforschung

### Mehrjahresschaltplanung in Kooperation mit Transnet BW

#### Motivation und Zielsetzung

Zur Erreichung der Klimaschutzziele der Europäischen Union unterliegt das Energieversorgungssystem einem anhaltenden Strukturwandel. Die Integration von Stromerzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien und die weitere Öffnung der Binnenmärkte für Strom führen zu einer höheren Auslastung der vorhandenen Netzinfrastruktur. Der Einsatz von erzeugungsseitiger Flexibilität (Redispatch) ist im heutigen Netzbetrieb beinahe täglich notwendig. Langfristig können diese mitunter teuren Gegenmaßnahmen durch Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau minimiert werden. Zu diesem Zweck werden in der Netzplanung der Übertragungsnetzbetreiber geeignete Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen (NAVM) identifiziert. Die Umbauplanung konkretisiert die Pfade zur Erreichung der genehmigten Zieltopologien. Hier ist zu beachten, dass ein Teil der vorhandenen Netzinfrastruktur zeitweise freigeschaltet werden muss, um ein sicheres Arbeiten an den Netzbetriebsmitteln zu ermöglichen. Heutzutage wird in regionalen Betrachtungen geprüft, ob die ermittelten Umbaupfade umgesetzt werden können. Vielzahl und Umfang der genehmigten NAVM indizieren jedoch, dass zukünftig eine frühzeitige Planung der Umbaupfade unter Berücksichtigung der Interdependenzen zwischen verschiedenen NAVM erfolgen muss. Bei dem Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW wird daher der Prozess der Mehrjahresschaltplanung implementiert. Im Prozess sollen NAVM und erwartete Instandhaltungsmaßnahmen für den Planungshorizont von 1-5 Jahren bewertet werden.

#### Modelle und Verfahren

NAVM und Instandhaltungsmaßnahmen werden für die Mehrjahresschaltplanung als Änderungen zum jeweiligen Ist-Netz der Betrachtungen modelliert. Im Folgenden können daher sowohl NAVM, als auch Instandhaltungsmaßnahmen unter dem Begriff planbare Maßnahmen subsummiert werden.

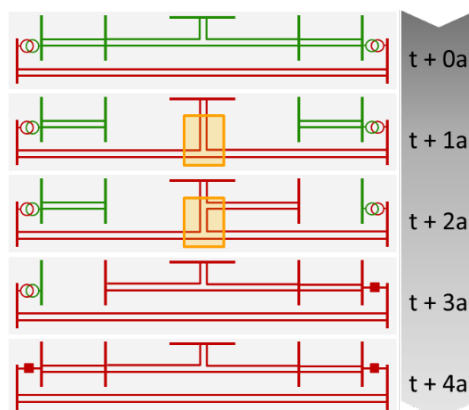


Bild 1 Beispielhafter Umbau einer 220-kV-Freileitung

Umfangreiche NAVM können dabei einen Zeitraum von mehreren Jahren umfassen. Beispielhaft skizziert sind die Zwischentopologien eines Freileitungsumbaus von 220-kV auf 380-kV für die Stützjahre t+0 - t+4. Für die Realisierung des Gesamtprojektes sind dabei 700 unterjährliche Topologien notwendig, deren Einfluss auf die Netzsicherheit nicht a priori bekannt ist. Die Abfolge aller notwendigen Topologien zur Erreichung der Zieltopologien (inkl. der notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen) wird als Freischaltplan definiert.

Um die Auswirkungen der Freischaltpläne auf die Netzsicherheit bewerten zu können, ist es notwendig Situationen abzuleiten, die potentiell Einschränkungen im Netzbetrieb zur Folge haben. Hierfür wird in der Mehrjahresschaltplanung auf ein bestehendes Verfahren zur Ermittlung synthetischer Netznutzungs-

fälle (NNF) zurückgegriffen, welches von TransnetBW entwickelt wurde. Aufbauend auf diesen synthetischen NNF wird ein probabilistisches Netznutzungsmodell abgeleitet, welches

- Aussagen über erwartbare Kosten im Netzengpassmanagement
- und Aussagen über die Umsetzbarkeit der jeweiligen NAVM erlaubt.

Mithilfe des probabilistischen Netznutzungsmodells können Kombinationen von verschiedenen NAVM und Instandhaltungsmaßnahmen in einer gesamtsystemischen Simulation bewertet werden. Aufbauend auf diesen Simulationen wird in der Mehrjahresschaltplanung ein Optimierungsmodell entwickelt, welches mögliche Flexibilitäten in der Umsetzung von planbaren Maßnahmen berücksichtigt. Da es sich um ein kombinatorisches Optimierungsproblem handelt, wird ein heuristischer Ansatz auf Basis eines genetischen Algorithmus' angewendet, um möglichst kosteneffiziente Freischaltpläne zu ermitteln. Als Bewertungskriterium werden hierbei die Kosten aller Netzengpassbehebungsmaßnahmen unter Einhaltung der Netzsicherheit im Übertragungsnetz herangezogen.

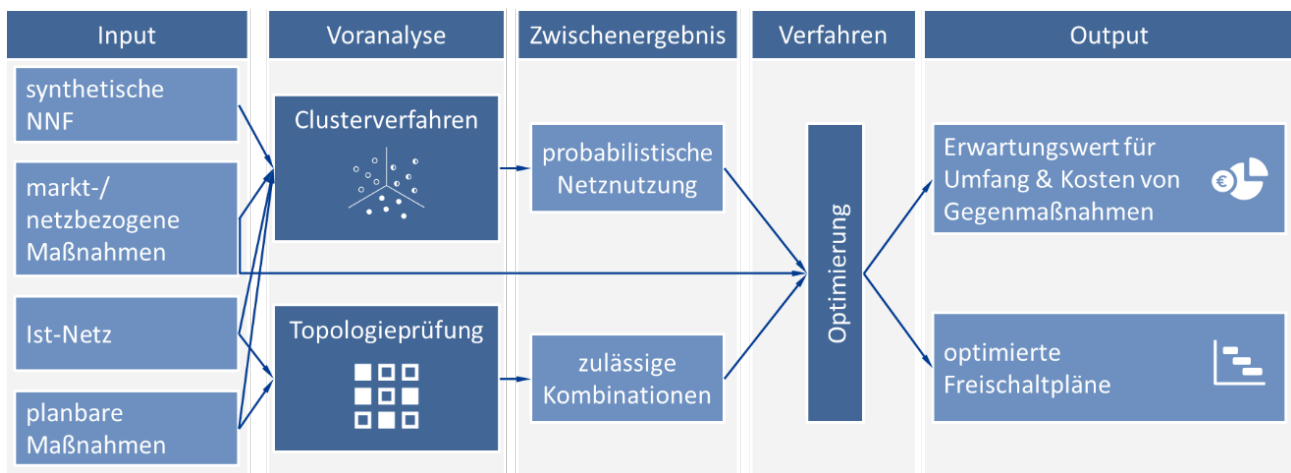


Bild 2 Ablauf des Prozesses

### Veröffentlichungen im Zuge der Kooperation

Erle, N.; Vennegeerts, H.; Janischka, U.; Florez, F.; Potz, E.; Moser, A.: Long-term feasibility assessment of planned outages. ETG-Kongress, 2019

Erle, N.; Florez, F.; Janischka, U.; Krahl, S.; Moser, A.: Entwicklung eines probabilistischen Netznutzungsmodells für die Bewertung von Netzausbau- und Netzverstärkungsvorhaben. 16. Symposium Energieinnovation, 2020

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc. Niklas Erle  
Dr.-Ing. Simon Krahl

## Erfolgreiche Größenbestimmung von Einschlüssen in Hochspannungs-Isolationssystemen

Polymere Isolierstoffe, besonders vernetztes Polyethylen, werden heutzutage standardmäßig in der Kabelherstellung verwendet. Ihre Vorteile, wie die bessere Umweltverträglichkeit und einfachere Montage, liegen auf der Hand. Ebenso ist der Produktionsprozess im hohen Maße automatisiert, wodurch die Effizienz in der Herstellung deutlich gesteigert wird.

Vor Auslieferung werden alle Kabellängen einer Stückprüfung unterzogen, zu der neben einer Stehspannungsprüfung ebenso eine Teilentladungsmessung gehören. Nachteilig ist hierbei, dass Fremdstoffe im Isoliersystem aufgrund der technischen Rahmenbedingungen möglicherweise nicht zum Durchschlag führen, sondern die Stückprüfung mit positivem Ergebnis bestehen. Die Folge ist ein hohes Risiko eines Durchschlages im Betrieb des Kabels nach unbestimmter Zeit. Schon heute ist eine Detektion von Fremdstoffeinschlüssen im Isoliersystem mittels Ultraschalltechnik möglich. Bisher existieren jedoch keine Aussagen über maximal detektierbare Fehlergrößen. Zudem ist eine explizite Größenbestimmung aus erfassten Messdaten bislang nicht entwickelt.

Die FGH hat in den letzten Monaten deshalb erfolgreich eine Methode zur Größenbestimmung von Einschlüssen in Kabelisoliersystemen entwickelt. In ersten Laboruntersuchungen an Hochspannungskabeln konnten die Positionen der Einschlüsse bis auf einige 10µm genau bestimmt werden. Mittels Kalibrierung des Messsystems und anschließender Analyse der Fehler-Echo-Amplituden wurden Fehlergrößen von 1 mm und 3 mm über die gesamte Isolierwanddicke sicher ermittelt. Als weiteren Vorteil bietet die Ultraschalltechnik gleichzeitig die Möglichkeit, Wanddicken von innerer und äußerer Leitschicht zu ermitteln, sowie deren Beschaffenheit sichtbar zu machen. Somit liefert ein kontinuierlicher Ultraschall-Scan während der Produktion wertvolle Erkenntnisse, die bei der Sicherstellung der optimalen Produktqualität unterstützen. In weiteren Untersuchungen werden Fehlergrößen kleiner 1 mm analysiert werden. Ziel ist es, Fehlergrößen bis zu 100 µm sicher zu detektieren.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Gregor Brammer



## Dienstleistungen unserer Tochtergesellschaften

### Bericht Tätigkeiten – Energietechnische Anlagen und Elektrische Netze

Das Jahr 2019 war geprägt durch neue und laufende Groß-Projekte, hier vor allem im Bereich *Software-lösungen und -entwicklung* sowie *Netz- und Systemanalysen* sowie durch den weiteren Ausbau der neuen Dienstleistungen zu Netzanschlussplanung, Netzdienstleistungen, Grid Code Consulting und unseren internationalen Tätigkeiten.

#### Energietechnische Anlagen

So hat die FGH seit November 2019 den besten Blick über den Erneuerbaren-Energien-Markt in Frankreich. Denn ihre erste internationale Niederlassung befindet sich im 210 Meter hohen Pariser Tour Montparnasse auf Etage 26. Die FGH ist damit im aussichtsreichen belgischen und französischen Markt als Ansprechpartner vor Ort.

Gefragt ist die FGH zudem in Griechenland: Ende April 2019 schloss die FGH ihr 9-monatiges Projekt im Auftrag der GIZ (Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit) ab. Sie analysierte europäische Vorgaben sowie Ansätze in verschiedenen europäischen Mitgliedsländern bezüglich der Implementierung von diversen Demand Response Programmen (DR, dt. Laststeuerung) im Verteilnetz. Der Auftrag der GIZ an die FGH erfolgte im Rahmen des Projektes „Technical Assistance for Distribution Network Issues in Greece“, das von der Europäischen Kommission und dem deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie finanziert wird. Letztendlicher Empfänger der FGH-Leistungen war der griechische Verteilnetzbetreiber HEDNO. Das Ergebnis der Untersuchung waren kurz-, mittel- und langfristige Konzepte für die erfolgreiche Einführung eines Demand Response Programms unter besonderer Berücksichtigung der Charakteristik des griechischen Verteilnetzes.

Ein Folgeauftrag schloss nahtlos daran an: Von Mitte Mai bis Ende Oktober 2019 hat der Bereich *Netzintegration Erzeugungsanlagen, Speicher und Ladestationen (NESL)* Szenarien unterschiedlicher Durchdringungsraten von Ladesäulen und Elektrofahrzeugen in das griechische Verteilnetz untersucht. Dabei leiteten die Ingenieure geeignete technische Anforderungen unter Berücksichtigung innovativer Ansätze wie des Smart-Charging ab (vgl. ab S. 93 [Auftragsarbeiten - FGH analysiert Einfluss der Elektromobilität auf griechisches Verteilnetz]).

In einem weiteren europäischen Land punktete die FGH 2019 mit ihrer Expertise: Der Bereich *Erzeugungstechnologien & Netzbetriebsmittel* erstellt seit 2017 im Auftrag mehrerer Hersteller Compliance-Berichte für Windparks in Irland (wie bereits im Jahresbericht 2018 vorgestellt). Die bisherigen Arbeiten hat die FGH hier im Bereich der Nachweisstudien 2019 erfolgreich weiter ausgebaut. Im Kontext des RfG bieten sie ein großes Potenzial für die Ausweitung auf weitere europäische Länder.

Der RfG setzte sich 2019 als ein Hauptthema fort: Die FGH verzeichnete eine rege Nachfrage nach Grid Code Analysen – gerade im Kontext der nationalen Umsetzungen des RfG in den europäischen Mitgliedsstaaten. Gewünscht waren entsprechende Konformitätsnachweise im europäischen Ausland von Herstellern und Projektierern – sei es als Zertifikat oder auf gutachterlicher Basis.

Die FGH hat sich mit allen Unternehmensteilen auch 2019 optimal auf die neuen Technischen Anschlussregeln (TAR) des VDE aufgestellt und ihre Angebote für Hersteller, Projektierer und Netzbetreiber weiterentwickelt und professionalisiert. Die TAR bilden die nationale Ausgestaltung der Vorgaben des europäischen Netzwerkkodizes Requirement for Generators (RfG) in Deutschland. Die FGH unterstützt

Netzbetreiber dabei, diese umzusetzen (vgl. ab S. 96 [Auftragsarbeiten – FGH unterstützt Netzbetreiber bei Prüfung von Nachweisdokumenten]).

Die FGH hat 2019 neben ihren internationalen Projekten zahlreiche spannende neue Tools für den Bereich *Netzbetriebsplanung* sowie Tools zur Konformitätsüberwachung – insbesondere für Verteilnetzbetreiber – weiter ausgebaut. 2020 kommen diese auf den Markt. Darunter ist „FGH CompLEYE“ aus dem NESL-Team *Netzdienstleistungen*. Das wachsame „Auge“ der FGH unterstützt Netzbetreiber bei der (wiederkehrenden) Konformitätsbewertung dezentraler Erzeugungsanlagen. Die Anzahl der Anlagen wächst und somit beeinflusst ihr Verhalten die Netz- und Systemsicherheit merklich. „FGH CompLEYE“ stellt sicher, dass die Überwachung der gesetzlichen Vorgaben und deren Spezifizierung in den VDE-Anwendungsregeln über die gesamte Laufzeit von dezentralen Erzeugungsanlagen gegeben ist: Das Tool hilft Netzbetreibern, Fristen zu überwachen und automatisiert zudem die abzuarbeitenden Prozesse. Damit trägt es aktiv dazu bei, dass die Netz- und Systemsicherheit immer gewährleistet ist. Es ist geplant, dieses neue Angebot ab Sommer 2020 auf den Markt zu bringen.

### Elektrische Netze

Zudem hat der Bereich *Netz- und Systemanalysen* ein neues Tool entwickelt: „GridCheck“ ist eine kartenbasierte Webanwendung, die Stromnetze darstellt und dazu Auskunft gibt, welches Potential für die Integration von Erzeugungsanlagen und neuen Verbrauchern, wie E-Mobility, Speichern und Wärmepumpen, in bestehenden Stromnetzen vorhanden ist. Die FGH hat „GridCheck“ zusammen mit der GEOPLEX GIS GmbH, einem Kooperationspartner aus dem Bereich der Geoinformatik, konzipiert. Die Entwicklung basiert dabei auf den bereits extensiv praxiserprobten Produkten PlexMap der Firma Geoplex und INTEGRAL7 der FGH.

Ein bereits etabliertes Tool ist INTEGRAL. Es stammt aus dem Bereich *Softwarelösungen und -entwicklungen*. Hier verkündete die FGH ein Release: Sie hat die Leistungsfluss-Optimierung (LFO) in ihrem Netzberechnungsprogramm INTEGRAL neu implementiert. Kooperiert haben die Ingenieure dabei mit dem IAEW im Rahmen eines Forschungsprojektes. Daran beteiligt waren darüber hinaus die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Die LFO ist notwendig, um insbesondere in Übertragungsnetzen einen sicheren und zuverlässigen Betrieb gewährleisten zu können – unter Berücksichtigung vielfältiger Veränderungen, wie etwa dem vermehrten Einsatz leistungsflusssteuernder Betriebsmittel im europäischen Übertragungsnetz. In der Vergangenheit stand die einfache Beseitigung von Engpässen in vermaschten elektrischen Netzen im Fokus. Das reicht mittlerweile nicht mehr aus. Das Entwicklungsziel lautete daher insbesondere, die LFO dazu zu befähigen, binäre Variablen für die verschiedensten Modelle berücksichtigen zu können und zeitkoppelnde Optimierungsabläufe bei sich im Zeitverlauf ändernder Netztopologien durchführen zu können. Das Ergebnis: eine flexiblere Struktur für Aufgabenstellungen, die die Optimierung von Leistungsflüssen in elektrischen Netzen betreffen: das neue INTEGRAL-Optimierungsframework. Im besonderen Fokus bei der Neuentwicklung stand die Softwarearchitektur, um das Zusammenspiel der einzelnen Software-Komponenten zu verbessern. Hierbei verbesserten die Ingenieure und Softwareentwickler nicht-funktionale Eigenschaften der LFO hinsichtlich Modifizierbarkeit, Wartbarkeit und Stabilität.

Ein weiteres Software-Update: Um Netzaus- und -umbaumaßnahmen einfacher in INTEGRAL modellieren zu können, steht Anwendern jetzt das neue Modul „Planungsprojekte“ zur Verfügung. Geänderte, gelöschte oder neu hinzugefügte Betriebsmittel werden dazu getrennt vom Netz gehalten und können bei Bedarf in Netzvarianten hinzugemischt werden. Auf diese Weise kann Redundanz vermieden und eine flexiblere Modellierung erreicht werden, da Planungsprojekte auch in mehreren Netzvarianten Verwendung finden können, etwa um unterschiedlichen Realisierungs-Zeitpunkten Rechnung zu tragen.

Der 2019 eingeschlagene Strategieprozess in einer Vielzahl zukunftsweisender Geschäftsfelder und mit einer neuen Linienstruktur in den vier Kompetenzfeldern – Energietechnische Anlagen, Elektrische Netze, Prüfungen und Zertifizierung sowie Weiterbildung – ergibt gerade auch für diese Geschäftsbereiche der FGH ein großes Potenzial und spannende Synergien mit den Forschungsbereichen der FGH.

## Bericht Tätigkeiten – Prüfungen und Zertifizierungen

### Zertifizierungsstelle

15 Jahre FGH Zertifizierungsstelle – das feierte der Jubilar 2019 mit seinen Kunden und Wegbegleitern (siehe Kurznachrichten S. 97). Bei ihrer Gründung im Jahre 2004 war die Zertifizierungsstelle die weltweit erste akkreditierte Einrichtung für die Zertifizierung der Netzanschlusskonformität. Auch nach 15 Jahren sind die damaligen Themen – heute im internationalen Kontext – so aktuell wie zuvor. Das Tätigkeitsfeld der akkreditierten Stellen Prüflabor und Zertifizierungsstelle sowie der neugegründeten Inspektionsstelle war in allen Bereichen wieder stark geprägt von der Entwicklung und Harmonisierung der europäischen Netzanschlussregeln im Kontext des Network Code Requirements for Generators (RfG).

Die FGH verzeichnete 2019 eine noch zögerlich steigende Nachfrage an entsprechenden Konformitätsnachweisen im europäischen Ausland von Herstellern und Projektierern – sei es als Zertifikat oder auf gutachterlicher Basis – und hat bereits erste Projekte abschließen können. In diesem Zusammenhang schaffen das akkreditierte Prüflabor und die akkreditierte Zertifizierungsstelle der FGH derzeit die notwendigen Voraussetzungen zur Ausweitung ihrer etablierten Dienstleistungen auf diese neuen Grid Codes in Ländern wie z.B. Spanien, Italien, Österreich und Großbritannien.

Im Bereich des Bestandsgeschäftes der Zertifizierung von dezentralen Erzeugungseinheiten und -anlagen war das Berichtsjahr 2019 bestimmt von externen Marktentwicklungen wie etwa dem Genehmigungsstau der Windenergie, der aus dem neuen Ausschreibungsmodell resultierenden Marktverunsicherung auf Seiten der Projektentwickler sowie der lange unklaren Regelung zu den Übergangsfristen in Bezug auf die Nutzung der neuen VDE Anwendungsregeln. Die Anzahl der FGH-Konformitätsnachweise konnte aber trotzdem – gemessen am insgesamt deutlich geringeren Anlagenzubau – im Bereich Wind deutlich ausgebaut werden. Ähnliches gilt für die Bereiche Photovoltaik bzw. Verbrennungskraftmaschinen. So zählt zum Auftragsbestand der Anlagenzertifizierung mit dem Solarpark Weesow-Willmersdorf (187 MW) einer der größten förderfreien Solarparks in Deutschland.

Insgesamt hat die Zertifizierungsstelle nun seit ihrer Gründung bereits deutlich über 1.200 Zertifikate und Gutachten für Erzeugungsanlagen sowie mehr als 250 Zertifikate für Erzeugungseinheiten und Produkte bzw. Komponenten ausgestellt und wird damit auch weiterhin ihrer führenden Rolle beim geprüften Netzanschluss dezentraler Erzeugungsanlagen gerecht.

Die große Erfahrung der FGH in der Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften wird im Geschäft für Projektierer und Anlagenbetreiber ergänzt durch zusätzliche neue Dienstleistungen der jüngst gegründeten Inspektionsstelle. Dazu zählen bspw. Inbetriebsetzungserklärungen sowie Schutz- und Funktionsprüfungen, bei denen im Berichtsjahr bereits zahlreiche Projekte erfolgreich abgeschlossen werden konnten. Hier ist durch die neuen VDE-Anwendungsregeln und die dabei erweiterten Vorgaben an die Konformitätsbewertung ebenfalls ein deutlicher Anstieg der Nachfrage zu verzeichnen. Schließlich bieten Prüflabor und Zertifizierungsstelle sämtliche Leistungen im sogenannten Einzelnachweisverfahren für Erzeugungsanlagen an, für die keine Einheitenzertifikate bereitstehen. Auch in der Anwendung dieses verhältnismäßig neuen und anspruchsvollen Verfahrens steht die Zertifizierungsstelle – als führend von deutschlandweit nur wenigen Anbietern – ihren Kunden als erfahrener Partner zur Verfügung. Und kann bereits auf umfangreiche und deutschlandweit einzigartige Projekterfahrung zurückblicken.

### Prüflabor

Das FGH Prüflabor schließt für den Endkunden die Lücke zwischen praktischer Nachweisführung und theoretischer Konformitätsbewertung. In 2019 konnten die geforderten messtechnischen Nachweise für 2 Heizkraftwerke, 5 BHKW-Produktfamilien und 3 EZA-Regler im Dienste des Kunden erbracht werden. Das

Portfolio des Prüflabors wird abgerundet durch sonstige Dienstleistungen, wie etwa Schutzprüfungen und das Angebot herstellereinspezifischer Tests, zu denen beispielsweise Langzeit-Leistungsmessungen und erweiterte Netzanalysen zählen. Ferner wurde in den Bereichen *Einzelnachweisverfahren* und *Gutachten* gerne auf die maßgeschneiderten Lösungen des Prüflabors rund um den Themenkreis „DAkkS-kalibrierte Störschreiber“ zurückgegriffen.



## Ausgewählte Auftragsarbeiten – Energietechnische Anlagen

### FGH analysiert Einfluss der Elektromobilität auf griechisches Verteilnetz

E-Mobility bewegt die Welt – auch die FGH. Von Mitte Mai bis Ende Oktober 2019 hat sie Szenarien unterschiedlicher Durchdringungsraten von Ladesäulen und Elektrofahrzeugen in das griechische Verteilnetz untersucht. Auftraggeber war die GIZ (Deutsche *Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit*). Dabei leiteten die Ingenieure geeignete technische Anforderungen unter Berücksichtigung innovativer Ansätze wie des Smart-Charging ab. Hier griffen sie auf einschlägige Fachkenntnisse zurück: Im Auftrag des VDE|FNN sowie des BDEW hat die FGH bereits die Metastudie „Forschungsüberblick – Netzintegration Elektromobilität“ entwickelt.

Der GIZ-Auftrag an die FGH erfolgte im Rahmen des Projektes „Technical Assistance for Distribution Network Issues in Greece“, das von der Europäischen Kommission und dem deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie finanziert wird. Letztendlicher Empfänger der FGH-Leistungen: der griechische Verteilnetzbetreiber HEDNO.

Die FGH hat in ihrer Studie u.a. Überlastungen und Verletzungen des Spannungsbandes beim unkontrollierten Laden signifikanter Penetration festgestellt. Daher empfiehlt sie HEDNO intelligente Ladekonzepte → insbesondere bei Inselanlagen eine schnelle und kostengünstige Lösung. Darüber hinaus ist die Definition einheitlicher elektrischer Anforderungen, u.a. in den Netzanschlussrichtlinien von großer Bedeutung, um eine technisch verlässliche und nachhaltige Integration einer weitflächig aufgebauten Ladeinfrastruktur in das Netz der öffentlichen Versorgung sicherzustellen. Ferner lassen sich so Lade- und Marktkonzepte mit erhöhten Kommunikations- und Funktionsanforderungen leichter implementieren.

## Ausgewählte Auftragsarbeiten – Elektrische Netze

### Referenzprojekt Intelligenter Netzbetrieb

Die FGH hat im Auftrag der E.DIS Netz GmbH 2019 ein Konzept für einen intelligenten Netzbetrieb in der MS- und NS-Netzebene abgeschlossen. Ziel der Studie war die Entwicklung eines Automatisierungskonzepts mit konkreten Handlungsempfehlungen für einen intelligenten Netzbetrieb auf der Mittel- und Niederspannungsebene. Dazu wurden in Zusammenarbeit mit dem IAEW der RWTH Aachen in 5 Arbeitspaketen jeweils für die Mittel- und Niederspannungsebene Anwendungsfälle definiert, einen Technologiekatalog aufgestellt, Analysen zur Platzierung von Messtechnik für eine State Estimation sowie zum Einfluss von Fernwirktechnik und IKT-Technik auf die Zuverlässigkeit durchgeführt und abschließend Handlungsempfehlungen abgeleitet.

### Ausgangssituation und Anforderungen

Waren MS- und NS-Verteilnetze bis vor wenigen Jahren insbesondere für die Versorgung von Haushalten, Industrie- und Gewerbekunden konzipiert, so haben diese heute und künftig eine besondere Rolle bei der Verwirklichung der Energiewende. Erneuerbare, Elektromobilität, Speicher, Wärmepumpen usw. müssen so gemanagt werden, dass einerseits der Netzkunde sie optimal nutzen und andererseits der Netzbetreiber einen jederzeit sicheren Netzbetrieb gewährleisten kann. Um dies zu ermöglichen, ist das Herstellen der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Netze Grundvoraussetzung. Die auf dem Markt bereits erhältlichen und erwarteten Technologien für Messung, Zustandsbewertung und Steuerung bieten Chancen, diesen Herausforderungen zu begegnen. So können Entwicklungen der Netznutzung zeitnah erfasst und netzdienliche Steuerungsmaßnahmen zur Einhaltung der technischen Grenzen durchgeführt werden. Um aus diesen Veränderungen einen möglichst hohen Nutzen zu ziehen, bedarf es allerdings eines Konzepts für einen intelligenten Netzbetrieb mit Fokus auf einen sinnvollen Einsatz von Automatisierungstechnik.

### Lösungen/Ergebnisse

Im Rahmen des Projektes lieferte die FGH ein Konzept, das sowohl auf die eingesetzte Hardware und deren Einsatz im Netz eingeht sowie Anforderungen an Einsatz und Hardware klar definiert. Bei der Entwicklung des Konzeptes wurden daher sowohl die Realisierbarkeit, der Nutzen und der Aufwand sowie die Wechselwirkungen zwischen energietechnischen Betriebsmitteln und Komponenten der Informations- und Kommunikationstechnik berücksichtigt.

### Kundennutzen

Mit den Anwendungsfällen, deren Anforderungen an die Hardware, dem Technologiecatalog und den Handlungsempfehlungen zur Ausstattung der Stationen mit Mess- und Fernwirktechnik, wurde im Rahmen der Studie ein konkretes Konzept für die Automatisierung als Grundlage für einen intelligenten Netzbetrieb auf der Mittel- und Niederspannungsebene entwickelt. Über die unterschiedlichen Schwerpunkte und Ausbaustufen der Anwendungsfälle sowie die einfachen Regeln in den Handlungsempfehlungen kann das Konzept auch bei netzspezifischen Besonderheiten eingesetzt werden und ermöglicht so eine flexible, schrittweise und robuste Planung intelligenter Verteilnetze.

### Ausblick/Perspektive

Auf Basis der Handlungsempfehlungen ist es möglich, den Ausbau der Automatisierung mit klarem Fokus auf definierte Anwendungsfälle schrittweise im Rahmen der etablierten Planungsprozesse voranzutreiben. Die weitere Automatisierung des Netzes kann effizient und zielgerichtet umgesetzt werden.

### **Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik – neue Auswertung der Berichtsjahre 2012-2018**

Mit Einführung der Qualitätsregulierung Netzzuverlässigkeit Strom in Deutschland ist die Versorgungszuverlässigkeit monetarisiert worden und stellt damit nicht nur ein zusätzliches Bewertungskriterium dar, sondern ist direkt in betriebswirtschaftliche Entscheidungen der Netzbetreiber eingebunden. Die Prognosegenauigkeit der Versorgungszuverlässigkeit elektrischer Netze steht und fällt mit der Aktualität und Belastbarkeit von Daten zur Verfügbarkeit der Betriebsmittel. Seit dem Jahr 2004 ermittelt die FGH in Zusammenarbeit mit dem IAEW in nunmehr dritter Ausführung Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung. Als Datenbasis für das stochastische Störungsgeschehen werden seit Jahrzehnten entsprechende Kenndaten der Komponenten aus der FNN-Störungsstatistik (vormals VDN- und VDEW-Störungsstatistik) gewonnen. Mit der nunmehr vorliegenden Auswertung der Störungsdaten der FNN-Statistik für die Berichtsjahre 2012 bis 2018 ist die Aktualität sichergestellt und die Ergebnisse unterstreichen zudem erneut die statistische Belastbarkeit der errechneten Zuverlässigkeitskenndaten. Der Vergleich mit den vorherigen Auswertungen der Zeiträume von 1994 bis 2001 sowie von 2004 bis 2011 zeigt dabei einen Entwicklungstrend in allen Spannungsebenen auf.

### Veröffentlichung

Vennegeerts, H.; Kalisch, L.; Ziegeldorf-Wächter, J.; Klettke, A.; Kriete, R.; Schubert, S.; Moser, A.: Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik – neue Auswertung der Berichtsjahre 2012-2018. Elektrizitätswirtschaft, 2020, H. 2, S. 42-45. Download der Auswertung einschließlich der vollständigen Ergebnistabellen (0,9 MB, PDF: [Download](#))

- Identische Auswertung der Berichtsjahre 2004-2011 im Jahr 2013: (PDF: [Download](#))
- Identische Auswertung der Berichtsjahre 1994-2001 im Jahr 2004: (PDF: [Download](#))

## Ausgewählte Auftragsarbeiten – Prüfungen und Zertifizierungen

Die Zertifizierungsstelle hat im Frühjahr 2019 mit der Verbrennungskraftmaschine der Bosch KWK Systeme GmbH ein Pionierprojekt erfolgreich abgeschlossen: Sie stellte das deutschlandweit erste Einheitenzertifikat nach VDE-AR-N 4110:2018 aus. Als unabhängige akkreditierte Stelle bestätigte sie den zertifizierten Erzeugungseinheiten der Baureihe Bosch CHP CE bzw. Buderus Loganova EN mit einer Nennleistung 140 kW bis 400 kW damit, dass diese die einheitenbezogenen Anforderungen gemäß den neuen Anforderungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz vollständig erfüllen. Eine wichtige Basis für den Projekterfolg war die zuvor vom akkreditierten FGH-Prüflabor entsprechend der Prüfrichtlinie FGW-TR3, Rev.25 durchgeführte vollständige Vermessung einer Einheit der Baureihe. Am Aachener Prüfzentrum für Netzintegration herrschten hierfür optimale Bedingungen, so dass sämtliche Prüfschritte von den erfahrenen Prüfingenieuren zügig vorgenommen werden konnten.

Besonders hervorzuheben ist zudem die deutschlandweit erste Einheitenzertifizierung für eine Windenergieanlage nach VDE-AR-N 4110:2018-11/ 4120:2018-11/ 4130:2018-11. Die zertifizierten Erzeugungseinheiten der ENERCON GmbH vom Typ E-103 EP2 in den Konfigurationen FT, FTQ, FTS und FTQS haben eine Nennleistung von je 2.350 kW. Die FGH hat ihnen als unabhängige akkreditierte Stelle bescheinigt, dass sie die einheitenbezogenen Anforderungen der neuen VDE-Anwendungsregeln für den Anschluss an Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetze vollständig erfüllen.

Rund 22 MW Nennleistung hat die Gasturbine des GuD-Kraftwerk Grenzach-Wyhlen auf dem Standort von DSM Nutritional Products: das neue Herzstück der Bestandsanlage – einer Dampfturbine von MAN Diesel & Turbo –, die 2017 unter der Projektierung der E.ON Energy Projects erweitert worden ist.

Die FGH hat das hierzu benötigte Anlagenzertifikat für das von der E.ON Energy Projects projektierte Kraftwerk am 24.05. ausgestellt. Damit darf die von Solar Turbines Switzerland Sagl gelieferte Gasturbine zusammen mit der Dampfturbine von MAN Diesel & Turbo in das 110 kV-Netz der ED Netze einspeisen.

Auf dem Weg zu seinem Zertifikat durchlief das GuD-Kraftwerk der Kraftwerk Grenzach-Whylen das Einzelnachweisverfahren (ENV) als Beleg für die Netzanschlusskonformität von Erzeugungsanlagen mit direkt netzgekoppelten Synchrongeneratoren. Seit November 2018 ist dieses Verfahren auch Teil der neuen VDE-Anwendungsrichtlinien. Der ENV-Prozess umfasst dabei:

- Entwicklung Simulationsmodell
- Anlagenzertifikat C (Vorläufiges Anlagenzertifikat)
- Vermessung, Konformitätsstudie und Modellvalidierung
- Erweiterte Konformitätserklärung (Endgültiges Anlagenzertifikat)

Das Verfahren findet Anwendung bei Anlagen, in denen eine klassische Fault-Ride-Through (FRT)-Vermessung mit Prüfcontainer aus ökonomischen oder technischen Gründen nicht durchgeführt werden kann und eine Einheitenzertifizierung als Grundlage der Konformitätsbewertung auf Projektebene damit ausscheidet. Durch das Einzelnachweisverfahren wird dennoch eine Zertifizierung der gesamten Erzeugungsanlage auf Projektebene ermöglicht. Das Verfahren ist für Kraftwerke jeder Leistungsklasse anwendbar und insbesondere für projektspezifisch individuell konfigurierte Erzeugungsanlagen mit sehr leistungsstarken Synchrongeneratoren geeignet. Anlagenbetreibern eröffnet sich damit die Möglichkeit einer unabhängigen und rechtssicheren Nachweisführung für ihre Erzeugungsanlage.

Dem Kraftwerk Grenzach-Whylen konnte nach Durchlaufen aller oben genannten Schritte somit die vollständige Erfüllung der technischen Anforderungen des zuständigen Netzbetreibers positiv bescheinigt werden. Dem regulären Dauerbetrieb steht nun nichts mehr im Wege.

## **FGH unterstützt Netzbetreiber bei Prüfung von Nachweisdokumenten**

Die FGH prüft Nachweisdokumente von Netzbetreibern künftig formal und inhaltlich. Dazu gehören: Anlagenzertifikate, Konformitätserklärungen, die Elektroplanung bei Prototypen und erweiterte Inbetriebsetzungserklärungen. Seit dem 1. August zählt u.a. der Flächennetzverteiler Bayernwerk Netz GmbH zu den Kunden in diesem Geschäftssegment.

Denn die neue Anwendungsregel VDE-AR-N 4110 bringt eine Flut an Nachweisdokumenten mit sich, die Netzbetreiber bei Inbetriebnahme neuer Erzeugungsanlagen kontrollieren müssen – etwa das Anlagenzertifikat, welches nun auch für Anlagen bereits ab 135 kW gilt. Die FGH kann hierbei, nicht zuletzt aufgrund ihrer langjährigen Erfahrungen in der Nachweisführung und ihrer hochqualifizierten Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, Netzbetreiber reaktionsschnell unterstützen, um so Kapazitätsspitzen abzufangen. Selbstverständlich bleiben von der FGH selbst erstellte Nachweisdokumente von dieser Prüfung ausgenommen.

Künftig sind die Netzbetreiber zudem in der Pflicht, im Rahmen der Vorgaben der europäischen Netzkodizes ein Compliance Monitoring einzuführen und dessen Umsetzung während der gesamten Lebensphase der Erzeugungsanlagen wirksam einzufordern – z.B. in Form von wiederkehrenden Prüfungen. Auch hierbei unterstützt die FGH Netzbetreiber ab 2020 durch die Bereitstellung transparenter Tools und Werkzeuge.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brölie  
Dr.-Ing. Mark Meuser

## Kurznachrichten – Rückblick 2019

### Messeteilnahmen und weitere Veranstaltungen

In 2019 war die FGH auf den verschiedensten nationalen und internationalen Veranstaltungen präsent.

An vier deutschen Orten stellte die FGH ihre Fachexpertise zu den aktuellen Richtlinien im Juni und Juli unter Beweis. Die Veranstaltung trug den Titel: „Rechte – Pflichten – Fristen: Die neuen Anforderungen der VDE-Anwendungsregeln“. In Essen, Mannheim, Hamburg und Erfurt informierten sich 96 Teilnehmer, darunter 20 unterschiedliche Projektierer und 28 Netzbetreiber.

Auch Frankreich ist derzeit mit der Umsetzung der europäischen Netzkodizes konfrontiert. In diesem Kontext veranstaltete die FGH am 18. Juni 2019 für ihre französischen Kunden einen Informationstag in Paris. Mit mehreren Fachvorträgen wurden dem französischen Publikum aus Herstellern und Projektentwicklern die Auswirkungen der europäischen Rahmenverordnung auf den Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen (Wind, PV, BHKW/ Biomasse und Wasser) an das französische Verteil- und Übertragungsnetz erklärt.

Gleich mit vier Beiträgen hat sich die FGH auf dem „Wind Integration Workshop“ präsentiert. Die internationale Konferenz fand vom 16.-18. Oktober 2019 in Dublin statt. Zwei Vorträge und ein Poster fassten aktuelle Untersuchungen und Arbeiten der FGH zu folgenden Themen zusammen: Stand der Umsetzung der Europäischen Netzwirkkodizes, Untersuchungen zum Onsite-Testing von Windenergieanlagen in Irland und zum Vergleich solcher Ergebnisse aus realen Messungen mit Modellsimulationen auf Parkebene.

Im Mai hat die FGH mit ihrer Standpräsentation das Messegelände in München bereichert. Bei der Intersolar Europe kam die FGH mit zahlreichen Projektierern und Herstellern ins Gespräch. Insbesondere mit diesen Top-Themen punktete der Experte für Netzintegration: dem Anlagenzertifikat B,

den neuen europäischen Anschlussrichtlinien im Kontext des RfG und weiteren internationalen Netzanschlussrichtlinien.

Unter den 40 Ausstellern des FNN Kongress *Netze* präsentierte sich auch die FGH. Anfang Dezember stieß sie mit ihrem Netzbetreiber-Tool zur Konformitätsüberwachung von Erzeugungsanlagen in Nürnberg auf großes Interesse: „FGH CompleYE“ zog viele der 500 Fachbesucher an den Stand. Es gab zudem zahlreiche interessante Vorträge. Der Kongress war eine gute Möglichkeit sich zum Puls der Branche und dem Wandel des Energiesystems auszutauschen.

Südlich ihres neuen Standortes Paris präsentierte sich die FGH Mitte Dezember zum zweiten Mal mit einem Messestand. Im *Parc des Expositions* in Montpellier kam sie als einer von 215 Fachausstellern mit den EnerGaïa-Besuchern ins Gespräch. Über 7.500 davon zählte das Erneuerbare-Energien-Forum – 22 Prozent mehr als 2018.

Bereits Mitte Oktober erhielt die FGH als Aussteller diesen Eindruck auf dem *10. Colloque National Eolien* in ihrer neuen Heimat Paris. Das Windenergie-Kolloquium lockte 2.200 Besucher zu knapp 100 Fachausstellern in den *Parc Floral*.

### FGH Zertifizierungsstelle feiert ihren 15. Geburtstag

Die Zertifizierungsstelle hat am 19.09.2019 ihr 15-jähriges Jubiläum mit Kunden und langjährigen Partnern in Aachen gefeiert. Auf Grußworte des Vorstandes, der Geschäftsführung, des Lenkungsausschuss-Vorsitzenden und der Gründungsväter folgte ein gemütliches Beisammensein mit regem Austausch. Die 2004 gegründete FGH-Zertifizierungsstelle war die weltweit erste akkreditierte Einrichtung für die Netzanschlusskonformität.

### FGH-Webseite jetzt auch „en français“

Die französischen Kunden erhalten Informationen zur FGH nun in ihrer Muttersprache. Im Sommer 2019 ging die französische Webseite online. 2020 folgt eine englische Übersetzung und der Ausbau des Mitgliederbereichs des FGH e.V.



### **Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts**

Unser hochgeschätzter Mitarbeiter, Herr Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts, erhielt den Ruf an die Universität Duisburg-Essen.

Seit 1. September hat er dort die Leitung des Fachgebiets „Elektrische Energiesysteme“ übernommen. Wir wünschen Herrn Professor Vennegeerts in seinem neuen Wirkungsfeld viel Erfolg und persönlich alles Gute.

### **Nachruf**

#### **Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Haubrich**

Am 15. Juli 2019 verstarb unser ehemaliger Vorstand, Herr Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Haubrich, im Alter von 78 Jahren. Professor Haubrich war vom 01.01.2003 bis 31.12.2009 Vorstandsvorsitzender der FGH. Gemeinsam mit Prof. Schnettler hat Prof. Haubrich die Leitung der FGH in einer schwierigen Zeit übernommen. Die FGH wird ihm ein ehrendes Andenken bewahren.

## Publikationen

### Vorträge

**Ali, S.M.; Döll, J.; Meuser, M.; Schowe-von der Brelie, B.:** National RfG-Implementations – An Update to Grid Codes and Compliance Schemes. 18th Wind Integration Workshop 2019, Dublin, 16.-18.10.2019

**Ali, S.M.; Kalverkamp, F.; Makki, E.; Rauber, J.; Schowe-von der Brelie, B.:** Compliance Testing in Ireland and Northern Ireland. 18th Wind Integration Workshop 2019, Dublin, 16.-18.10.2019

**Brammer, G.:** FGH-Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 5.-06.11.2019, Bonn  
 „Kurzschlussstromberechnung – Berechnung der Einstellwerte für Schutzgeräte“

**Brammer, G.:** RWTH Aachen Academy „Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und -anlagen“, 1.-3.07.2019, Aachen  
 „Überspannungsableiter und Überspannungsschutz“

**Brammer G.:** JiCable 2019: 10th International Conference on Power Insulated Cables, 24.06.2019, Versailles  
 „Online monitoring of the cross-linking process of XLPE-insulated power cables during cable production using ultrasound“

**Brammer, G.:** FGH-Seminar „Netzschutz-DEA“, 8.-9.05.2019, Leipzig  
 „Übersicht Kurzschlussstromberechnung“  
 „Netzschutz in Mittelspannungsnetzen“

**Brammer, G.:** FGH-Seminar „Isolationskoordination – Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen“, 19.-20.02.2019, Ladenburg  
 „Wanderwellen“  
 „Überspannungsschutz von Kabelanlagen“

**Brandt, S.:** FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 17.-18.09.2019, Velbert  
 „Compliance Monitoring“  
 „Anlagenzertifizierung von VKM“

**Brandt, S.:** FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 13.-14.02.2019, Aachen  
 „Compliance Monitoring“  
 „Anlagenzertifizierung von VKM“

**Brennecke M.:** FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 17.-18.09.2019, Velbert  
 „Vermessung der Erzeugungseinheit“  
 „Zertifizierung von Anlagenkomponenten“

**Brennecke, M.:** FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilnetzen“, 13.-14.02.2019, Aachen  
 „Vermessung der Erzeugungseinheiten“  
 „Komponentenzertifizierung“

**Breuers, M.:** FGH-Seminar „Grundlagen und Anwendung der IEC 61850“, 15.-16.05.2019, Wiesloch  
 „Datenmodell“  
 „Dienstmodell“  
 „Prüfung auf Konformität, Interoperabilität“  
 „Kommunikationsprotokolle und Security“

**Bünger, J.; Schowe-von der Brelie, B.:** AHK-Business Conference: Solar Energy in Belgium and Germany, 15.10.2019, Brussels  
 „Company Presentation: FGH - Your expert partner for successful grid integration of your projects“

- Bünger, J.:** FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilnetzen“, 17.-18.09.2019, Velbert  
 „Technische Anschlussbedingungen in a nutshell | Inbetriebsetzungserklärung“  
 „Konformitätserklärung | Prototypen nach VDE-AR-N 4110 und 4120“  
 „EZA-Konformitätserklärung nach FGW-TR8“
- Bünger, J.; Schöner, S.:** Omicron Anwendertagung 2019 – Schutztechnik, 4.-6.06.2019, Kassel  
 „Sind Schutzprüfungen noch zeitgemäß“
- Bünger, J.:** FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilnetzen“, 13.-14.02.2019, Aachen  
 „Technische Anschlussbedingungen in a nutshell | Inbetriebsetzungserklärung“  
 „Konformitätserklärung | Prototypen nach VDE-AR-N 4110 und 4120“  
 „EZA-Konformitätserklärung nach FGW-TR8“
- Döll J.:** FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilnetzen“, 17.-18.09.2019, Velbert  
 „Einzelnachweisverfahren“
- Döll J.:** FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilnetzen“, 13.-14.02.2019, Aachen  
 „Einzelnachweisverfahren“
- Erle, N.; Vennegeerts, H.; Janischka, U.; Florez, F.; Potz, E.; Moser, A.:** ETG-Kongress, 8.-9.05.2019, Esslingen/Neckar  
 „Long-term feasibility assessment of planned outages“
- Erle, N.:** FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 5.-7.02.2019, Köln  
 „Beispiele zur Randnetznachbildung“
- Kahlen, C.:** FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 22.-24.10.2019, Ladenburg  
 „Nachbildung von Betriebsmitteln“
- Kahlen, C.:** FGH-Seminar „Isolationskoordination - Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen“, 19.-20.02.2019, Ladenburg  
 „Prinzipien der Isolationskoordination und Isolationsbemessung, Einführung“
- Kalisch, L.:** FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 22.-24.10.2019, Ladenburg  
 „Verfahren zur Lastflussberechnung“
- Kalverkamp, F.; Schowe-von der Brelie, B.:** Storenergy congress, 13.-14.11.2019, Offenburg-Ortenau  
 „Europäische Anforderungen für den Anschluss von Speichern an das Versorgungsnetz“
- Kalverkamp F.:** FGH Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 5.-6.11.2019, Bonn  
 „Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in MS- und HS-Netzen“
- Kalverkamp, F.:** Export Energy Jahrestagung 2019, 9.10.2019, Düsseldorf  
 „Chancen in Frankreich! How to: So gelingt der Einstieg in den französischen Energiemarkt“
- Kalverkamp, F.:** Branchentag Windenergie NRW, 26.-27.06.2019, Köln  
 „European Network Codes - Was uns außerhalb von Deutschland erwartet...“
- Kalverkamp, F.; Scheefer, C.; Schowe-von der Brelie, B.; Xanthos, T.:** 4th International Hybrid Power Systems, Workshop, 22.-23.05.2019, Crete  
 „Technical Connection Requirements and Compliance Assessment in Hybrid Power Systems“
- Kalverkamp, F.:** FGH-Seminar „Netzschutztechnik und Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) in Nieder- und Mittelspannungsnetzen“, 8.-9.05.2019, Leipzig  
 „Netzschutz und Dezentrale Erzeugungsanlagen“
- Kalverkamp, F.:** FGH Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 10.-11.04.2019, Wiesloch  
 „Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in MS- und HS-Netzen“
- Meuser, M.:** FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilnetzen“, 17.-18.09.2019, Velbert  
 „Nachweispflichten – woher und wozu?“  
 „Anlagenberechnung und Anlagenzertifizierung“  
 „Einzelnachweisverfahren“

- Meuser, M.; Schowe-von der Brelie, B.:** FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 17.-18.09.2019, Velbert  
*„Aktuelle Richtlinien zur Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen“*
- Meuser, M.:** ew Fachtagung TAB und TAR Niederspannung, 17.09.2019, Karlsruhe  
*„VDE-AR-N 4105:2018-11“*
- Meuser, M.:** ew Fachtagung TAB und TAR Niederspannung, 3.07.2019, Düsseldorf  
*„VDE-AR-N 4105:2018-11“*
- Meuser, M.:** VDE TAR-Infotage MS/HS, 03.04.2019  
*„Nachweis der elektrischen Eigenschaften – Zertifikate“*
- Meuser, M.:** FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 13.-14.02.2019, Aachen  
*„Anlagenberechnung und Anlagenzertifizierung“*  
*„Einzelnachweisverfahren“*
- Meuser, M.; Schowe-von der Brelie, B.:** FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 13.-14.02.2019, Aachen  
*„Nachweispflichten – woher und wozu?“*  
*„Aktuelle Richtlinien zur Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen“*
- Moormann, A.:** Sternpunktbehandlung, 12.-13.11.2019, Neuss  
*„Hochspannungsnetze mit Erdschlusskompensation“*
- Pfeifer, P.:** FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 22.-24.10.2019, Ladenburg  
*„Randnetznachbildung“*  
*„Beispiele zur Randnetznachbildung“*  
*„Beispiele zur Zustandsestimation“*  
*„Beispiele zur Lastflussoptimierung“*
- Schacht, D.:** FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 22.-24.10.2019, Ladenburg  
*„Einführung in die Theorie der symmetrischen Komponenten“*
- Schowe-von der Brelie, B.:** Auswirkungen des Europarechts auf EEG, KWKG und MsbG – 34. Fachgespräch der Clearingstelle EEG|KWKG, 18.11.2019, Berlin  
*„Umsetzung der Grid Codes in Deutschland“*
- Schowe-von der Brelie, B.:** FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 17.-18.09.2019, Velbert  
*„Nachweispflichten – woher und wozu?“*  
*„Grid Code Zertifizierung“*  
*„Einheiten- und Komponentenzertifikate als Basis der weiteren Nachweisführung“*
- Schowe-von der Brelie, B.:** ACER Task Force System Operation/Grid Connection, 5.06.2019, Ljubljana  
*„Overview on Certification Principles within the RfG context“*
- Schowe-von der Brelie, B.:** FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 13.-14.02.2019, Aachen  
*„Grid Code Zertifizierung“*  
*„Einheitenzertifikate als Basis der weiteren Nachweisführung“*  
*„Zertifizierung von Energiespeichern und Ladesäulen“*
- Schröder, A.:** IEC 61850 Global Conference, 18.10.2019, London  
*„The EU research project PLANET – Outlook on the definition of an IEC 61850 data model for sector coupling“*  
*„The EU research project OS4ES – An IEC 61850 data model for modelling flexibility in the energy market“*
- Schröder, A., Katsiki, V., Weiss, R., Dr. Papanikolaou, A., Kahlen, C.:** ETG-Kongress 2019, 8.-9.05.2019, Esslingen/Neckar  
*„Sector Coupling scenarios and their modelling in the PLANET Decision Support System“*
- Vanselow, A.:** FGH-Seminar „Netzschutztechnik und Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) in Nieder- und Mittelspannungsnetzen“, 8.-9.05.2019, Leipzig  
*„Mittelspannungsnetz“*  
*„Automatisierte Schutzbewertung“*

**Vennegeerts, H.:** Sternpunktbehandlung, 12.-13.11.2019, Neuss

„Symmetrische Komponenten und Berechnung des einpoligen Fehlerstromes“

„Einfluss der Sternpunktbehandlung auf das Störungsgeschehen“

**Vennegeerts, H.; Tran, J.:** VSE-Fachtagung „Elektromobilität“, 23.05.2019, Zürich

„Metastudie Elektromobilität“

**Vennegeerts, H.:** FGH Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 10.-11.04.2019, Wiesloch

„Kurzschlussstromberechnung – Berechnung der Einstellwerte für Schutzgeräte“

**Vennegeerts, H.:** FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 5.-7.02.2019, Köln

„Einführung in die Theorie der symmetrischen Komponenten“

„Nachbildung von Betriebsmitteln“

„Verfahren zur Lastflussberechnung“

„Randnetznachbildung“

**Vennegeerts, H.:** FGH-Seminar „FNN- Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung“, 22.-23.01.2019, Mannheim

„Erfassung der Netz- und Strukturdaten“

„Erfassungsschema für die Störungsstatistik“

„Auswertung der Verfügbarkeitsstatistik“

„Nutzen und Anwendung der Störungsstatistik“

**Zanner, M.:** FGH Seminar „Grundlagen und Anwendung der IEC 61850“, 15.-16.05.2019, Wiesloch

„Konzept und Idee der IEC 61850 – Teil 2“

„Datenmodell“

„Dienstmodell“

„Modellierung von Anwendungsfunktionen“



## Veröffentlichungen

Ali, S. M.; Döll, J.; Meuser, M.; Schowe-von der Brelie, B.: National RfG-Implementations – An Update to Grid Codes and Compliance Schemes. 18th Wind Integration Workshop 2019, Dublin, 16.-18.10.2019

Ali, S.M.; Ghare, R.S.; Makki, E.; Tavassoli, P.; Schowe-von der Brelie, B.: Comparison of compliance verification methods of wind power plant controllers in Germany and Ireland. 18th Wind Integration Workshop 2019, Dublin, 16.-18.10.2019

Ali, S.M.; Kalverkamp, F.; Makki, E.; Rauber, J.; Schowe-von der Brelie, B.: Compliance Testing in Ireland and Northern Ireland. 18th Wind Integration Workshop 2019, Dublin, 16.-18.10.2019

Brammer G.: Online monitoring of the cross-linking process of XLPE-insulated power cables during cable production using ultrasound. Jicable, Versailles, 24.06.2019

Bünger, J.; Meuser, M.; Scheefer, Chr.; Schowe-von der Brelie, B.: Nachweisprozesse erneuerbare Energien – Netzintegration im Kontext der neuen Netzanschlussrichtlinien. ew / Magazin für Energiewirtschaft, September 2019

Bünger, J.; Schöner, S.: Sind Schutzprüfungen noch zeitgemäß? Omicron Anwendertagung, 2019

Bünger, J.: Technische Anschlussbedingungen in a nutshell | Inbetriebsetzungserklärung und Konformitätserklärung | Prototypen nach VDE-AR-N 4110 und 4120. FGH-Seminar: Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilnetzen, 2019

Erle, N.; Vennegeerts, H.; Janischka, U.; Florez, F.; Potz, E.; Moser, A.: Long-term feasibility assessment of planned outages, ETG-Kongress, 2019

Kalisch L.; Lehmann D.; Vennegeerts H.; Moser A.: Assessment of the Reliability of Power Balance and Flexibility Potential Forecasts from Distribution Networks. 25th CIGRE, Madrid/ Spain, June 2019, Paper No. 1134

Kalverkamp, F.; Scheefer, Chr.; Schowe-von der Brelie, B.; Xanthos, T.: Technical Connection Requirements and Compliance Assessment in Hybrid Power Systems. 4th International Hybrid Power Systems Workshop, Crete, 22.-23.05.2019

Schacht D.; Niewerth P.; Vennegeerts H.; Verheggen L.; Kumm T.: Influence of Distributed Decentral Control Units on Reliability of Distribution Networks. 25th CIGRE, Madrid/ Spain, June 2019, Paper No. 0988

Schröder, A.: The EU research project PLANET – Outlook on the definition of an IEC 61850 data model for sector coupling. IEC 61850 Global Conference, 18.10.2019, London

Schröder, A.: The EU research project OS4ES – An IEC 61850 data model for modelling flexibility in the energy market. IEC 61850 Global Conference, 18.10.2019, London

Schröder, A., Katsiki, V., Weiss, R., Papanikolaou, A., Kahlen, C.: Sector Coupling scenarios and their modelling in the PLANET Decision Support System. ETG-Kongress 2019, 8.-9.5.2019, Esslingen am Neckar

Tran J.; Wirtz C.; Pfeifer P.; Wursthorn D.; Vennegeerts H.; Moser A.: Modelling of Synthetic Power Distribution Systems in Consideration of the Local Electricity Supply Task. 25th CIGRE, Madrid/ Spain, June 2019, Paper No. 2107

## Gremienarbeit

### Mitarbeit in internationalen Normungsgremien

Neben ihrer klassischen Aufgabe, der Abwendung von Gefahren bei der Erzeugung, Verteilung und Anwendung elektrischer Energie, hat die Normung im Rahmen der Vollendung des europäischen Binnenmarktes zusätzliche Bedeutung erlangt. Die europäische Gemeinschaftspolitik verleiht ihr die Rolle eines Instruments bei der Erfüllung wesentlicher Anforderungen aus europäischen Rechtssetzungsakten. Angesprochen sind dabei u.a. Aspekte wie Sicherheit und Risikomanagement, Umweltschutz, Arbeitssicherheit sowie freier Warenverkehr und Handel.

Eine Einflussnahme auf die Entstehung und Weiterentwicklung von Normen ist nur noch durch Mitarbeit in internationalen Gremien möglich. Knapp 80 % der Europäischen Normen (EN) werden in weitgehender Anlehnung an internationale Festlegungen der IEC herausgegeben. Etwa 20 % der Europäischen Normen wurden von der CENELEC eigenständig erarbeitet. Rein nationale Normen sind nur noch auf Sonderfälle beschränkt. Angesichts dieser Situation ist eine Beteiligung an den internationalen Normungsaktivitäten unumgänglich, um die berechtigten Interessen der deutschen Energieversorgungsunternehmen und der Industrie zu sichern.

Die derzeitigen strukturellen Veränderungen und Rationalisierungsbestrebungen in unseren Mitgliedsunternehmen haben jedoch leider zu einem spürbaren Rückgang der deutschen Beteiligung an der internationalen Normungsarbeit geführt.

Bereits in den zurückliegenden Jahren hat die FGH auf Gebieten ihrer Kompetenzen die Interessen ihrer Mitgliedsunternehmen tatkräftig und erfolgreich vertreten. FGH-Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sind in einer Vielzahl von Arbeitsgremien, insbesondere aber auch an exponierter Stelle in den Lenkungsgremien tätig. Die FGH betrachtet dies als eine für ihre Mitgliedsunternehmen erbrachte Dienstleistung und ist gerne bereit, im Rahmen ihrer personellen Möglichkeiten zusätzliche Verantwortung zu übernehmen. Die Forschungsvereinigung sieht diese Aktivitäten zugleich als ein hervorragendes Beispiel, wie durch gemeinschaftlich getragene Aktivitäten kostengünstige Lösungen erreicht werden können.

## Normung

CLC TC8X, WG003	Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks	B. Schowe-von der Brelie
DKE K 121	Kurzschlussströme	J. Sichermann
DKE UK 121.1	Kurzschluss-Strom-Berechnung	J. Sichermann
DKE UK 261.1	Elektrische Energiespeichersysteme	J. Döll (Gast)
DKE AK 261.0.1	Prüfgrundsätze für die VDE-AR-N4105	M. Brennecke J. Döll
DKE AK 952.0.10	Kommunikation und Modellierung	M. Zanner
DKE AK 952.0.17	Informationsmodelle und Kommunikation für dezentrale Energieversorgungssysteme	A. Schröder
DKE K 383	Windenergieanlagen	M. Brennecke
DKE K 434	Messrelais und Schutzeinrichtungen	J. Bünger
IEC RE, WG 10	Grid Code Compliance	B. Schowe-von der Brelie
IEC TC 57 WG 10	Power system control and associated communications – Power system IED communication and associated data models	M. Zanner
IEC TC 57 WG 17	Power system control and associated communications – Communication systems for distributed Energy resources (DER)	A. Schröder
IEC TC 88, MT 21	Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines	M. Brennecke
IEC TC 88, WG 27	Electrical simulation models for wind power generation	M. Brennecke

## Verbände und Behörden

ACER/ENTSO-E	European Stakeholder Committee on Grid Connection	B. Schowe-von der Brelie
BMWi	AG Systemsicherheit der Plattform „zukunftsfähige Energienetze“	S. Krahl B. Schowe-von der Brelie
Bundesnetzagentur	Wissenschaftlicher Beirat für Regulierungsfragen	A. Moser
BWE	Wissenschaftlicher Beirat des Bundesverbands Windenergie e.V.	B. Schowe-von der Brelie
DAkKS	Sektorkomitee Erneuerbare Energien	M. Meuser
ENTSO-E	Expert Group on Compliance Monitoring and Compliance Testing  Expert Group on Storage Systems	B. Schowe-von der Brelie
ENSTO-E	Expert Group on Mixed Customer Sites	F. Kalverkamp
FGW	FA Elektrische Eigenschaften	M. Meuser
FGW TR3	Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz	J. Döll
FGW TR8	Arbeitsgruppe Komponenten  Arbeitsgruppe Speicherzertifizierung	J. Döll
FGW TR8	Arbeitsgruppe Technische Konformitätsbewertung	M. Brennecke (Vorsitz)
FGW TR8	Arbeitsgruppe Zertifizierungsstellen	M. Meuser
FGW TR8	Arbeitskreis Zertifizierungsverfahren	M. Meuser (Vorsitz)
FGW UG	Treffen der Messinstitute	M. Brennecke
IEA R&D Wind, Task 11	Base Technology Information Exchange	B. Schowe-von der Brelie
LEE e.V.	Regionalverband Köln/Rheinland	B. Schowe-von der Brelie (Beisitzer Vorstand)
VAZ e.V.	Verband akkreditierter Zertifizierungsstellen  Fachgruppe Netzintegration Erneuerbarer Energien	B. Schowe-von der Brelie (stellv. Vorsitz) (Leitung)
VIK	Projektgruppe Kennzahlen in Industrienetzen	A. Brozio J. Ziegeldorf-Wächter
WindEurope	Working Group System Integration  Working Group Electrification	F. Kalverkamp

## Wissenschaftliche Vereinigungen

CIGRE	Deutsches Komitee	A. Moser
CIREC	Deutsches Komitee	D. Schacht
ETG im VDE	Fachbereich V2 „Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“	A. Moser
ETG im VDE	Fachbereich V3 „Energiewirtschaft“	A. Moser
FNN im VDE	Arbeitsgruppe EN Netzschutz	J. Bünger
FNN im VDE	Forum	NN
FNN im VDE	Expertenetzwerk Speicher	B. Schowe-von der Brelie
FNN im VDE	Expertenteam Steuerbox	A. Schröder
FNN im VDE	Projektgruppe Automatische Letztmaßnahmen	S. Krahl
FNN im VDE	Projektgruppe Einflussgrößen auf die Versorgungszuverlässigkeit	S. Krahl J. Ziegeldorf-Wächter
FNN im VDE	Projektgruppe Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz	M. Schoeneberger
FNN im VDE	Projektgruppe Störungsstatistik	J. Ziegeldorf-Wächter A. Brozio
FNN im VDE	Projektgruppe TAR Hochspannung / VDE-AR-N 4120	M. Meuser
FNN im VDE	Projektgruppe Umsetzung Spitzenkappung	S. Krahl
VDE Regio Aachen e.V.	Vorstand	A. Moser



## Mitglieder

### Elektrizitätswirtschaft

50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Amprion GmbH, Dortmund

AVU Netz GmbH, Gevelsberg

E.ON SE, Essen mit den Töchtern

- Avacon AG, Helmstedt
- Avacon Netz GmbH, Helmstedt
- Bayernwerk AG, Regensburg
- Bayernwerk Netz GmbH, Regensburg
- Celle-Uelzen Netz GmbH, Celle
- E.DIS AG, Fürstenwalde
- E.DIS Netz GmbH, Fürstenwalde
- HanseWerk AG, Quickborn
- LSW Netz GmbH & Co. KG, Wolfsburg
- Schleswig-Holstein Netz AG, Quickborn

e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt

EWE NETZ GmbH, Oldenburg

LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg

MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH, Nürnberg

MVV Netze GmbH, Mannheim

RheinEnergie AG, Köln

Stadtwerke Aachen AG, Aachen

SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, München

TenneT TSO GmbH, Bayreuth

TransnetBW GmbH, Stuttgart

Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz / Österreich

wesernetz Bremen GmbH, Bremen

Westnetz GmbH, Dortmund

WSW Netz GmbH, Wuppertal

## Elektroindustrie und Dienstleister

ABB Power Grids Germany AG, Mannheim

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

CONSENTEC GmbH, Aachen

CURRENTA GmbH & Co. OHG, Leverkusen

Elektrotechnische Werke Fritz Driescher & Söhne GmbH, Moosburg

Fritz Driescher KG Spezialfabrik für Elektrizitätswerksbedarf GmbH & Co., Wegberg

IPH Institut „Prüffeld für elektrische Hochleistungstechnik“ GmbH, Berlin

Lapp Insulators GmbH, Wunsiedel

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

umlaut Energy GmbH, Aachen

PFISTERER Kontaktsysteme GmbH, Winterbach

PSI Software AG, Berlin

SPIE SAG GmbH, Langen

Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

Siemens AG, Berlin

SOPTIM AG, Aachen

Tyco Electronics Raychem GmbH, Ottobrunn

## Korrespondierende Mitglieder

Bacher, Rainer, Dr. sc. techn., Baden / Schweiz

Bauer, Hartmut, Doz. Dr.-Ing., Dresden

Harnischmacher, Georg, Prof. Dr.-Ing., Olpe

Heidinger, Peter F., Prof. Dr.-Ing., Stuttgart

Hinrichsen, Volker, Prof. Dr.-Ing., Darmstadt

Lindmayer, Manfred, Prof. Dr.-Ing., Braunschweig

Meyer, Ernst-Peter, Prof. Dr.-Ing., Kempten

Möller, Klaus, Prof. Dr.-Ing., Aachen

Müller, Bruno, Prof. Dr.-Ing., Erlangen

Oeding, Dietrich, Prof. Dipl.-Ing., Ober-Ramstadt

Plumhoff, Peter A., Prof. Dr.-Ing., Bingen

Schegner, Peter, Prof. Dr.-Ing., Dresden

Schneider, Karl-Heinz, Prof. Dr.-Ing., Heddesheim

## Präsidium

Dr.-Ing. Alexander Montebaur  
Vorstandsvorsitzender  
E.DIS AG, Fürstenwalde/Spree

Präsident

Dr.-Ing. Frank Golletz  
Technischer Geschäftsführer  
50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Dipl.-Ing. Michael Rohde  
Geschäftsführer  
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

stellv. Präsident

Dr.-Ing. Joachim Schneider  
Bereichsvorstand Technik & Operations  
innogy SE, Essen

Dr.-Ing. Martin Schumacher  
Vorstandsvorsitzender  
ABB Power Grids Germany AG, Mannheim



## Verwaltungsrat

RA Martin Billhardt  
Mitglied des Vorstands  
PFISTERER Holding AG, Winterbach

Dipl.-Ing. Wilfried Breuer  
Mitglied der Geschäftsführung  
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

Dr.-Ing. Andreas Cerbe  
Mitglied des Vorstands  
RheinEnergie Aktiengesellschaft, Köln

Dipl.-Wirtsch. Ing. Ralf Christian  
CEO Energy Management  
Siemens AG, Erlangen

Dipl.-Ing. Albrecht Driescher  
Geschäftsführer  
Fritz Driescher KG Spezialfabrik für Elektrizitätswerksbedarf GmbH & Co., Wegberg

Dr.-Ing. Frank Golletz  
Technischer Geschäftsführer  
50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Dipl.-Ing. Michael Jesberger  
Geschäftsführer  
TransnetBW GmbH, Stuttgart

Dr. rer. nat. Urban Keussen  
Technischer Vorstand  
EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg

Dipl.-Ing. Holger Klein  
Technischer Geschäftsführer  
e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt

Dr.-Ing. Klaus Kleinekorte  
Managing Director  
Amprion GmbH, Dortmund

Dipl.-Ing. Tim Meyerjürgens  
Geschäftsführer  
TenneT TSO GmbH, Bayreuth

Dr.-Ing. Alexander Montebaur  
Vorstandsvorsitzender  
E.DIS AG, Fürstenwalde/Spree

Vorsitz

Dr. Jörg Ochs  
Technischer Geschäftsführer  
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, München

Dipl.-Ing. Florian Pavel  
Geschäftsführer  
MVV Netze GmbH, Mannheim

Dipl.-Ing. Peter Pfannenstiel  
Leiter Geschäftsbereich Service  
SPIE SAG GmbH, Ergolding

Dipl.-Ing. Michael Rohde  
Geschäftsführer  
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

Prof. Dr. rer. nat. Dr. h.c. mult. Ulrich Rüdiger  
Rektor  
RWTH Aachen University, Aachen

Dr.-Ing. Joachim Schneider  
Bereichsvorstand Technik & Operations  
innogy SE, Essen

Dr. Harald Schrimpf  
Vorstandsvorsitzender  
PSI Software AG, Berlin

Dr.-Ing. Martin Schumacher  
Vorstandsvorsitzender  
ABB Power Grids Germany AG, Mannheim

## Forschungsbeirat

Entsprechend ihrer Satzung (Artikel 11, Ziffer 4) wird die FGH auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung durch einen Forschungsbeirat unterstützt.

Der Forschungsbeirat entscheidet anhand der Aktualität der Problemstellungen, unserer technischen Möglichkeiten und personellen Kapazitäten über die Aufnahme neuer Forschungs- und Entwicklungsvorhaben und legt die Programme fest.

Bei Projekten der Gemeinschaftsforschung, für die Fördermittel des Bundeswirtschaftsministeriums über die Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen „Otto von Guericke“ e.V. (AiF) beantragt werden, bestätigt der Forschungsbeirat durch sein Votum der AiF gegenüber, dass die zu erwartenden Ergebnisse einen wirtschaftlichen Nutzen und eine sinnvolle Ergänzung der wissenschaftlichen Erkenntnisse darstellen.

Der Forschungsbeirat begleitet laufende Forschungs- und Entwicklungsvorhaben und unterstützt nach ihrem Abschluss die Umsetzung der erzielten Ergebnisse in die Praxis. Zu diesem Zweck pflegt der Forschungsbeirat intern und mit den Mitgliedsunternehmen der FGH einen intensiven Erfahrungsaustausch. Hierzu gehören u.a. alle Veranstaltungen, die die Forschungsvereinigung in der Fachöffentlichkeit durchführt.

### Zusammensetzung des Forschungsbeirats

Dipl.-Ing. Stefan Bernards  
Fritz Driescher KG, Wegberg

Dr.-Ing. Markus Brandl  
e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt

Dipl.-Ing. Hannes Buzanich  
Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz / Österreich

Dr.-Ing. Wolfgang Fritz  
CONSENTEC GmbH, Aachen

Dr.-Ing. Ulrich Groß  
Rheinische NETZGesellschaft mbH, Köln

Dr.-Ing. Christian Hille  
umlaut energy GmbH, Aachen

Dipl.-Ing. Bernd Jauch  
TransnetBW GmbH, Stuttgart

Dr. Joachim Kabs  
HanseWerk AG, Quickborn

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

Dr.-Ing. Bernd Klöckl  
TenneT TSO GmbH, Bayreuth

Dr. Dirk Kunze  
50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Dr.-Ing. Joachim Nilges  
innogy SE, Essen

Vorsitz

Dipl.-Ing. André Osterholt  
MVV Netze GmbH, Mannheim

Dr.-Ing. Ricard Petranovic  
ABB Power Grids Germany AG, Mannheim

Dipl.-Ing. Dieter Quadflieg  
Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE (FNN), Berlin

Dr.-Ing. Oliver Scheufeld  
SOPTIM AG, Aachen

Dr. Martin Scheufen  
Amprion GmbH, Dortmund

Dipl.-Ing. Ralf Schlosser  
SPIE SAG GmbH, Langen

Dr.-Ing. Michael Schwan  
Siemens AG, Erlangen

Dr.-Ing. Kai Steinbrich  
ENNI Energie & Umwelt, Niederrhein GmbH, Moers

Dr.-Ing. Enno Wieben  
EWE NETZ GmbH, Oldenburg

Dr.-Ing. Michael Wolf  
PSI Software AG, Aschaffenburg

## Arbeitskreis

Der Forschungsbeirat wird durch den **Arbeitskreis ENERGIE-INFORMATIONSTECHNOLOGIE** unterstützt, der spezielle abgegrenzte Themenkomplexe detailliert bearbeitet und entsprechende Vortrags-, Diskussions- und Weiterbildungsveranstaltungen, z.B. die erfolgreichen FGH-Seminare, initiiert und unterstützt.

### Zusammensetzung des AKEI

Dr.-Ing. Markus Brandl e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt	Vorsitz
Dipl.-Ing. Dr. Reinhard Draxler KNG-Kärnten Netz GmbH, Klagenfurt / Österreich	
Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson Technische Universität Darmstadt, Darmstadt	
Prof. Dr.-Ing. Michael Igel Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes, Saarbrücken	
Dr.-Ing. Markus Obergünner E.ON SE, Essen	
Dipl.-Ing. Dieter Quadflieg Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE (FNN), Berlin	
Dr.-Ing. Bartosz Rusek Amprion GmbH, Dortmund	
Dr.-Ing. Thomas Schlegel Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Erfurt	
Dr.-Ing. Adam Slupinski Siemens AG, Mannheim	
Dr. rer. nat. Matthias Ulrich IDS GmbH, Ettlingen	
Dr.-Ing. Thomas Weber Schneider Electric GmbH, Seligenstadt	stellv. Vorsitz
Dipl.-Ing. Günter Westhauser TransnetBW GmbH, Wendlingen	
Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal	

## Jahresabschluss

### Bilanz zum 31. Dezember 2019

#### Aktiva

	31.12.2019	31.12.2018
	EUR	EUR
<b>A. ANLAGEVERMÖGEN</b>		
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>		
1. entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	670	4.210
<b>II. Sachanlagen</b>		
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	7.724	7.724
2. technische Anlagen und Maschinen	142.657	19.852
3. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	45.086	47.617
	<b>195.467</b>	<b>75.193</b>
<b>III. Finanzanlagen</b>		
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	314.850	314.850
<b>Summe Anlagevermögen</b>	<b>510.987</b>	<b>394.253</b>
<b>B. UMLAUFVERMÖGEN</b>		
<b>I. Vorräte</b>		
1. in Arbeit befindliche Aufträge	742.467	535.525
2. geleistete Anzahlungen	0	7.950
	<b>742.467</b>	<b>543.475</b>
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	250.454	195.942
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	1.536.378	911.463
3. sonstige Vermögensgegenstände	25.824	447
	<b>1.812.656</b>	<b>1.107.853</b>
<b>III. Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks</b>	<b>1.839.928</b>	<b>2.333.488</b>
<b>Summe Umlaufvermögen</b>	<b>4.395.051</b>	<b>3.984.816</b>
<b>C. RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN</b>	<b>5.743</b>	<b>6.056</b>
<b>Bilanzsumme Aktiva</b>	<b>4.911.781</b>	<b>4.385.125</b>



## Passiva

	31.12.2019	31.12.2018
	EUR	EUR
<b>A. EIGENKAPITAL</b>		
<b>Vereinskapital</b>		
I. freie Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 3 AO	1.342.843	1.197.030
II. gebundene Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 1 AO	315.256	334.795
<b>Summe Eigenkapital</b>	<b>1.658.099</b>	<b>1.531.824</b>
<b>B. RÜCKSTELLUNGEN</b>		
1. Sonstige Rückstellungen	<b>1.209.600</b>	<b>379.349</b>
<b>C. VERBINDLICHKEITEN</b>		
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.019	843
2. Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	649.750	369.491
3. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	380.569	984.869
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	182.372	0
5. Sonstige Verbindlichkeiten	830.372	1.118.748
<b>Summe Verbindlichkeiten</b>	<b>2.044.082</b>	<b>2.473.951</b>
<b>Bilanzsumme Passiva</b>	<b>4.911.781</b>	<b>4.385.125</b>

## Gewinn- und Verlustrechnung

	<b>2019</b>	<b>2018</b>
	<b>ABSCHLUSS</b>	<b>ABSCHLUSS</b>
	<b>(EUR)</b>	<b>(EUR)</b>
<b>1. Umsatzerlöse</b>	<b>3.325.500</b>	<b>3.548.500</b>
Mitgliedsbeiträge	634.500	643.800
Auftragsforschung	838.500	1.042.000
Öffentliche Zuschüsse	1.097.900	1.360.200
Wissenschaftliche Veranstaltungen	320.100	161.700
Weiterbelastungen Intercompany	416.000	325.000
Sonstige	18.500	15.800
<b>2. Bestandsveränderungen (+/-)</b>	<b>207.000</b>	<b>-488.700</b>
<b>GESAMTLEISTUNG</b>	<b>3.532.500</b>	<b>3.059.800</b>
<b>3. Direkte Projektkosten</b>	<b>-551.400</b>	<b>-557.400</b>
<b>ROHERTRAG</b>	<b>2.981.100</b>	<b>2.502.400</b>
<b>4. Sonstige betriebliche Erträge</b>	<b>10.100</b>	<b>21.200</b>
<b>5. IPV</b>	<b>1.111.000</b>	<b>980.800</b>
<b>6. Personalaufwand</b>	<b>-3.088.500</b>	<b>-2.141.000</b>
Löhne und Gehälter	-1.887.100	-1.832.900
Sonstige Abgaben u. Aufwand für Altersvorsorge	-1.201.400	-308.100
<b>7. Abschreibungen</b>	<b>-19.500</b>	<b>-13.300</b>
<b>8. Sonstige Aufwendungen für Vereinsbetrieb</b>	<b>-1.572.700</b>	<b>-1.297.400</b>
Verwaltungsnebenkosten	-415.400	-265.300
IPV durchlaufender Posten	-1.111.000	-980.800
Reisekosten	-46.300	-51.300
<b>9. Erträge aus Beteiligungen</b>	<b>700.000</b>	<b>0</b>
<b>10. Zinsen und ähnliche Erträge</b>	<b>300</b>	<b>300</b>
<b>11. Zinsen und ähnliche Aufwendungen</b>	<b>-300</b>	<b>-400</b>
<b>12. Steuern vom Einkommen und Ertrag</b>	<b>-100</b>	<b>0</b>
<b>ERGEBNIS NACH STEUERN</b>	<b>121.400</b>	<b>52.600</b>
<b>13. Sonstige Steuern</b>	<b>4.800</b>	<b>0</b>
<b>JAHRESÜBERSCHUSS</b>	<b>126.200</b>	<b>52.600</b>