

# Tagungsband ComForEn 2019

10. Symposium Communications for Energy Systems

„Neue Werkzeuge für die digitale Netzplanung“

14. und 15. Oktober 2019

Hotel am Kahlenberg

Am Kahlenberg 2-3, 1190 Wien, Österreich





OVE-Schriftenreihe Nr. 100  
Österreichischer Verband für Elektrotechnik  
Austrian Electrotechnical Association

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, der Entnahme von Abbildungen, der Funksendung, der Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege, der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen sowie die der Übermittlung mittels Fernkopierer, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten!

ComForEn 2019  
10. Symposium Communications for Energy Systems

14. und 15. Oktober 2019  
Hotel am Kahlenberg, Am Kahlenberg 2-3, 1190 Wien

Herausgeber:  
Dipl.-Ing. Dr. techn. Friederich Kupzog

AIT Austrian Institute of Technology GmbH  
Giefinggasse 4  
1210 Wien

<http://www.ait.ac.at>

© 2019 Im Eigenverlag des Österreichischen Verbandes für Elektrotechnik  
Eschenbachgasse 9, A-1010 Wien, Telefon +43 (1) 587 63 73  
Gestaltung: Friederich Kupzog, Elisabeth Mrakotsky, AIT.  
Printed in Austria

ISBN: 978-3-903249-10-3



# Inhalt

Vorwort	7
<b>Ansätze der digitalen Netzplanung (14.10.2019)</b>	
Keynote: Neue Herausforderungen für die Übertragungsnetzplanung <i>Stephan Österbauer, APG</i>	10
Vom statischen Plan zur automatisierten Netzplanung <i>Wolfgang Biener, Fraunhofer ISE</i>	13
Digitalisierung der Netzplanung in der Praxis, <i>Georg Wurzer, Kärnten Netz</i>	19
Big Data für Investitionsplanung im Mittelspannungsnetz <i>Gregor Taljan, Energienetze, Steiermark / Sebastian Frank, OMNETRIC   A Siemens Company</i>	28
Neue Netzteilnehmer hochskalieren: Hochgenaue Netzanalysen mit schnellen Berechnungstools, <i>Johannes Kathan, AIT</i>	34
<b>Neue Datenquellen (15.10.2019)</b>	
Keynote: Lernen aus einer anderen Branche: BIM, Kulturen und Prozesse, <i>Karl Friedl, M.O.O.CON</i>	36
Grundlage der Digitalisierung: neue Sensoren für Netzmonitoring, <i>Markus Urban, Zelisko</i>	38
<b>In Zukunft alles ganz anders? (15.10.2019)</b>	
Wie zuverlässig sind intelligente Netze? <i>Fabian Möhrke, Bergische Universität Wuppertal</i>	48



# Vorwort

Angesichts des Energiewandels steigt der Druck auf die Netzplanung, dynamischer, multidimensionaler und flexibel hinsichtlich unsicher Zukunftsannahmen zu werden. Die Berücksichtigung neuer Netzteilnehmer und ihrer dynamischen Funktionalitäten ändert die Anforderungen und nachgelagert die Strategien, Methoden und Werkzeuge der Planung. Digitale Werkzeuge können hier große Hilfestellung leisten, indem sie Daten zielgerichtet aufarbeiten, komplexe Szenarien in kurzer Zeit berechnen, vor allem aber die technische, ökologische und ökonomische Tragweite von Planungsentscheidungen besser bewertbar macht. Das gilt nicht nur für die Planung von (elektrischen) Energiesystemen und Netzen, und es ist daher sinnvoll, Erfahrungen über Branchengrenzen hinweg auszutauschen. Trotz aller Datenanalysen, Algorithmen und Optimierung basieren Planungswerkzeuge auf den Annahmen, die Planer\*innen selbst als Grundlage wählen. Das heißt, ohne umfassende fachliche Kenntnisse der Netzplaner\*innen selbst, kommen auch die besten Werkzeuge nur zu unzureichend belastbaren Ergebnissen.

Das AIT Austrian Institute of Technology GmbH und der OVE laden Sie herzlich ein, mit Expert\*innen aus Forschung und Industrie die weiteren Herausforderungen auf dem Weg zu einem nachhaltigen Energiesystem zu diskutieren.



Friederich Kupzog

*Head of Competence Unit  
Electrical Energy Systems  
Center for Energy  
AIT Austrian Institute of Technology GmbH*



Helfried Brunner

*Thematic Coordinator  
Power System Planning and Operation  
Electrical Energy Systems  
Center for Energy  
AIT Austrian Institute of Technology GmbH*

*Wir danken dem Organisationsteam*

*Birgit Sykora, Monika Scholtysik, Karl Stanka, OVE*

*Susanne Windischberger, Elisabeth Mrakotsky, AIT*

# *Symposium Tag 1*



## *Keynote 1*

### *Stephan Österbauer*

DDipl.-Ing. Stephan Österbauer studierte Elektrotechnik-Energietechnik und Elektrotechnik-Wirtschaft an der TU Graz. Seit 2012 ist er Mitarbeiter bei der Austrian Power Grid AG in der Abteilung Anlagenmanagement - Netzplanung. Sein fachlicher Fokus liegt dabei auf der Entwicklung von Szenarien im Sinne einer strategischen Netzausbauplanung und der Integration von Marktsimulationen in den APG Planungsprozess.

Er ist seit 2012 auch Teil der europäischen Netzausbauplanung rund um den Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E. Den aktuellen TYNDP 2020 gestaltet er als Research & Development Leader aktiv mit. Des Weiteren ist er APG Member der Regional Group Continental Central South & Continental Central East sowie des System Development Committee der ENTSO-E. Auf nationaler Ebene zeigt er sich verantwortlich für den Fachbereich Energiewirtschaft bei UVP-Verfahren der APG (380-kV Deutschlandleitung und Ersatzneubau APG-Weinviertelleitung). Kurz gesagt umfasst sein Aufgabenbereich den Weg von der Projektidee bis zur Genehmigung.

# *Session 1*

## *Ansätze der digitalen Netzplanung*

# *Vom statischen Plan zur automatisierten Netzplanung*

Wolfgang Biener, Fraunhofer ISE, [wolfgang.biener@ise.fraunhofer.de](mailto:wolfgang.biener@ise.fraunhofer.de),  
Thomas Barucki, Adapted Solutions GmbH, [Barucki@adapted-solutions.com](mailto:Barucki@adapted-solutions.com),  
Janis Kähler, Fraunhofer ISE, [janis.kähler@ise.fraunhofer.de](mailto:janis.kähler@ise.fraunhofer.de),  
David Fischer, Fraunhofer ISE, [david.fischer@ise.fraunhofer.de](mailto:david.fischer@ise.fraunhofer.de),  
Sven Killinger, Fraunhofer ISE, [sven.killinger@ise.fraunhofer.de](mailto:sven.killinger@ise.fraunhofer.de),  
Ulrich Rudolph, Stadtwerke Wolfhagen, [Ulrich.Rudolph@stadtwerke-wolfhagen.de](mailto:Ulrich.Rudolph@stadtwerke-wolfhagen.de),  
Thomas Erge, Fraunhofer ISE, [thomas.erge@ise.fraunhofer.de](mailto:thomas.erge@ise.fraunhofer.de),  
Bernhard Wille-Haussmann, Fraunhofer ISE, [bernhard.wille-haussmann@ise.fraunhofer.de](mailto:bernhard.wille-haussmann@ise.fraunhofer.de)

**Abstract** – Netzplanung wird aufgrund der Energiewende deutlich anspruchsvoller und muss neu gedacht werden. Durch die Integration von Netz-, Last- und Wettermessungen sowie sozio-ökonomischer Daten und Infrastrukturinformationen in den Netzplanungsprozess kann die Netzplanung effizienter und effektiver gestaltet werden. Um den Anforderungen eines zukünftigen flexibilitätsbasierten Stromsystems gerecht zu werden, ist eine zeitreihenbasierte Modellierung der Verbraucher und Erzeuger im Niederspannungsnetz sinnvoll, da dadurch Netzbelastungen präzise abgeschätzt werden.

Im Rahmen des Projektes „DiGO“ wird am Fraunhofer ISE die Software „InDiGO“ entwickelt, welche neben der Datenhaltung und zeitreihenbasierten Netzmodellierung die Bestimmung optimaler Netzausbauplanungsmaßnahmen durchführen soll. Die Arbeiten in „DiGO“ beinhalten weiterhin die Integration von „InDiGO“ in das Netzberechnungsprogramm CERBERUS von Adapted Solutions und den Praxis-Test der geschaffenen Software-Tools bei den Stadtwerken Wolfhagen anhand konkreter Netzplanungs-Aufgaben.

## **1. Einleitung**

Die Energie-, Verkehrs- und Wärmewende steigern Unsicherheit und Komplexität der Versorgungsaufgabe von elektrischen Verteilnetzen. Neben zeitlich schwankender Einspeisung aus erneuerbaren Energien treten zukünftig Lasten in der Niederspannungsebene auf, die witterungsbedingt (z.B. Wärmepumpen) oder bedingt durch Marktsignale oder ähnlichem Nutzerverhalten (z.B. Elektromobilität) eine hohe Gleichzeitigkeit aufweisen.

Umgekehrt ist damit zu rechnen, dass Netzbetreiber neben intelligenten Netzbetriebsmitteln (z.B. RONTs) auch Flexibilitäten durch ein Einspeise- und Lastmanagement erschließen, um teuren konventionellen Netzausbau zu vermeiden.

Eine wesentliche Herausforderung an die Netzbetreiber besteht somit darin, unter Nutzung aller technischen und regulatorischen Optionen bei minimalen Netzausbaukosten die Versorgungsqualität sicherzustellen.

Um den aktuellen Herausforderungen zu begegnen, wird der Netzplanungsprozess durch das Werkzeug „InDiGO“ des Fraunhofer ISE an drei Stellen verbessert: Zunächst werden die Netzdaten mit weiteren beim Verteilnetzbetreiber vorhandenen und offen verfügbaren Datenquellen zusammengeführt. Dies ist notwendig, um in einem zweiten Schritt Lasten, Erzeuger und deren Flexibilitäten möglichst realistisch modellieren zu können. Auf Grundlage des so modellierten Netzes wird drittens der Planungsprozess automatisiert, um Verteilnetze kostenoptimal zu dimensionieren.

Die Arbeiten erfolgen im Projekt „Distribution Grid Optimization (DiGO)“. In DiGO arbeiten drei Partner zusammen: Die Stadtwerke Wolfhagen (SWW), die aufgrund der zunehmenden Installation von Photovoltaikanlagen ihre Netze ertüchtigen müssen, die Firma Adapted Solutions, welche das Netzberechnungsprogramm CERBERUS – das bei den SWW eingesetzt wird - entwickelt hat und das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, welches die Modellierung von Last und Erzeugung übernimmt und die Algorithmen für die optimale Netzausbauplanung entwirft.

## **2. Zusammenführen von Netzmodell und deskriptiven Daten**

Eine möglichst genaue Modellierung des Stromnetzes, der Ausbaumöglichkeiten und -kosten, der Lasten und der Erzeuger erfordert eine Geo-Referenzierung des Stromnetzmodelles. Durch die Geo-Referenzierung können Netzanschlussnehmer genauer charakterisiert werden. Interne Daten des Verteilnetzbetreibers und externe Daten können verwendet werden, um die Modellierung der Netzbelastung zu verbessern, indem sie im Netzplanungswerkzeug zusammengeführt und später zur automatisierten Netzausbauplanung verwendet werden. Innerhalb des Forschungsprojektes DiGO wird dafür die Datenhaltung des Netzberechnungsprogramms CERBERUS der Firma Adapted Solutions erweitert. Der Prozess wird nachfolgend anhand eines Beispiels veranschaulicht.

## 2.1 Modellierung des Stromnetzes auf Basis von GIS-Daten

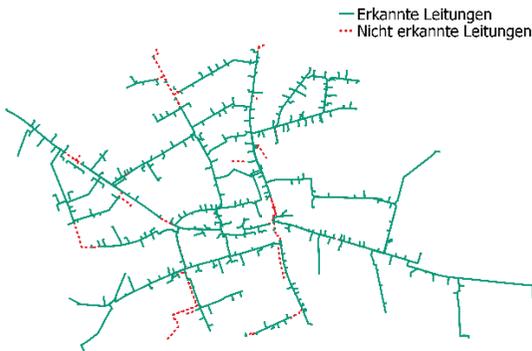


Abbildung 1: Plan eines realen Niederspannungsverteilnetzes. Durchgezogene Leitungen stellen die durch den Vergleichsalgorithmus erkannten Leitungen da. Die nicht erkannten Leitungen sind gepunktet dargestellt.

Abbildung 1 stellt die Übereinstimmung der Netzpläne dar. Für den Vergleich wurden die aus dem GIS extrahierten Adressen durch eine am Fraunhofer ISE entwickelte String-Matching-Methode mit den im CERBERUS-Netzplan angegebenen Adressen der Anschlussnehmer verglichen. Anschließend wurden Punkte als übereinstimmend angenommen, wenn aus dem Vergleich zwischen dem Modell im GIS und im Netzberechnungsprogramm eine eindeutige Zuordnung zueinander möglich war. Der zweite Schritt wurde so oft wiederholt, bis keine neuen Punkte mehr erkannt wurden. So wurde weitestgehend automatisiert eine Erkennungsquote von 93 % der Leitungen erreicht. Durch manuelle Nachbearbeitung soll die Erkennungsquote auf 100 % erhöht werden.

## 2.2 Interne Datenquellen

Um die Belastung des Stromnetzes möglichst gut abbilden zu können, werden den Netzananschlusspunkten alle bei den SWW vorhandenen Daten zugeordnet. Am wichtigsten sind Anlagen mit direktem Einfluss auf Stromverbrauch und Erzeugung: Photovoltaikanlagen, Batteriesysteme, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Blockheizkraftwerke und Nachtspeicherheizungen. Diese Daten wurden erhoben, sie sind jedoch im Netzberechnungsprogramm noch nicht bzw. nicht hinreichend genau hinterlegt. Informationen beispielsweise zu Speichergrößen müssen nachträglich erhoben werden. Direkt im GIS hinterlegt, jedoch nicht im Netzberechnungsprogramm abgebildet, sind Daten zum Alter der Betriebsmittel. Diese Daten erlauben

Bei den SWW waren zum Projektstart im Geoinformationssystem (GIS) gehaltene Netzdaten und Netzpläne für das Netzberechnungsprogramm CERBERUS verfügbar. Zwischen den Objekten im GIS und den Netzplan-Elementen bestanden keine eindeutigen Beziehungen.

Ein Teil der Netzdaten aus dem GIS wurde manuell in das Netzberechnungsprogramm CERBERUS übertragen. Um das Netzmodell im Netzberechnungsprogramm zu validieren und zu georeferenzieren, erfolgte ein Vergleich beider Modelle.

die Ableitung des Zeitpunktes eines notwendigen Austausches, welcher wiederum einen Aspekt der Kostenberechnung darstellt.

Zusätzlich werden Informationen gesammelt, die helfen, das elektrische Lastprofil von Haushalten genauer zu beschreiben (z.B. Anzahl der Bewohner und Jahresenergieverbräuche). Neben den Daten über die Netzanschlussnehmer werden Informationen über den Verlauf von Leerrohren sowie Messdaten für die Netzberechnung aufbereitet, sodass erstere für die Berechnung der Netzausbaukosten verwendet werden können und letztere zur Modellierung des Netzzustandes.

Als weitere Eingangsgrößen werden Erfahrungen aus bereits bearbeiteten Netzausbauprojekten zu Netzausbaukosten in Abhängigkeit von Betriebsmitteln und notwendigen baulichen Maßnahmen genutzt.

### 2.3 Externe Datenquellen

Neben den beim Netzbetreiber vorliegenden Daten können auch externe Datenquellen verwendet werden, um Netzausbau effektiver zu planen. Zur Modellierung der Anschlussnehmer wird versucht, möglichst genaue Informationen zu Haustypen, Baujahr, Bewohnerstruktur etc. zu finden. Eine genaue Beschreibung der möglichen Parameter, um Lastprofile für Haushalte möglichst präzise zu bestimmen, ist in [1] aufgeführt. Große Einsparpotentiale für den Netzausbau können sich aus ohnehin geplanten Infrastrukturmaßnahmen ergeben, die von der Kommune erfragt werden müssen.

## 3. Modellierung von Last und Erzeugung

Im vorherigen Kapitel wurde beschrieben, wie Daten beim Netzbetreiber erhoben werden, um Netzanschlussnehmer möglichst genau zu beschreiben. Damit können anschlusspunktspezifisch Lastprofile mit dem Lastprofilgenerator „synPRO“ [1] berechnet und der Einfluss von strombasierten Heizungstechnologien auf die elektrischen Lastprofile in [2] aufgezeigt werden. Durch „synPRO“ wird der Lastverlauf eines realen Haushaltes abgeschätzt. Die bei einer Einzelbetrachtung auftretenden Abweichungen werden bei zunehmender Anzahl simulierter Haushalte ausgeglichen. Dies geschieht unter Beibehaltung von Varianz und auftretenden Glättungseffekten. Wird ein ganzes Netzgebiet mit mehreren hundert Haushalten betrachtet, ist eine gute Abbildung zu erwarten. Anhand von Messdaten wird im späteren Projektverlauf bestimmt, welche zusätzlichen Sicherheiten aufgrund der Unsicherheit beim Spannungsband und der Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel berücksichtigt werden müssen. In [3] wird beschrieben wie sich aus Wetter- und Strahlungsdaten oder Referenzmessungen die Erzeugung von PV-Anlagen simulieren lässt.

## 4. Automatisierte optimale Verteilnetzplanung

Ist das Stromnetz bei Anschluss eines zusätzlichen Erzeugers oder Verbrauchers überlastet, wird das Werkzeug zur automatisierten Netzausbauplanung „InDiGO“ des Fraunhofer ISE verwendet. Mit einem genetischen Algorithmus werden in „InDiGO“ optimale Ausbauvarianten für überlastete Stromnetze gesucht und dem Netzplaner vorgeschlagen. Die bei vielen Netzbetreibern eingesetzte Netzberechnungssoftware CERBERUS integriert „InDiGO“, sodass ohne Wechsel der Software-Umgebung ein System zur Entscheidungsunterstützung bei der Netzplanung integriert werden kann.

Abbildung 2 stellt den Funktionsumfang der Netzausbauroptimierungssoftware „InDiGO“ dar. Über die globalen Einstellungen in CERBERUS kann vorgegeben werden, welche der Maßnahmen für die Netzausbauroptimierung eingesetzt werden können und welche Planungsgrundsätze angewendet werden sollen.

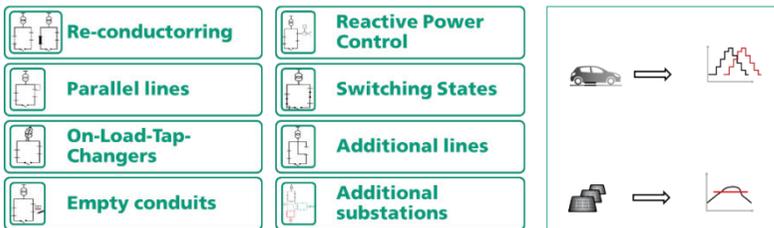


Abbildung 2: Darstellung der für die automatisierte Verteilnetzplanung eingesetzten Netzverstärkungs- und Betriebsführungsmaßnahmen.

## 5. Ausblick

Durch die Umbrüche in der Versorgungsaufgabe der Verteilnetze entsteht der Bedarf, an vielen Stellen das Verteilnetz zu erweitern. Die SmartGrid-Technologien und Flexibilitäten bieten Möglichkeiten zur Einsparung von Netzausbaukosten, müssen jedoch in der Planung berücksichtigt werden. Das Finden eines Optimums ist ohne Automatisierung der Planung nicht realistisch lösbar. „InDiGO“ soll Netzmodellierung und Planung weitgehend automatisieren und den Netzplaner soweit wie möglich bei der Ausbauentcheidung unterstützen.

## 6. Danksagung

Gefördert durch:



Die Arbeiten für diese Veröffentlichung wurden vom Projekt DiGO finanziert. Das Projekt mit dem Förderkennzeichen 0350050A wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert.

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## Referenzen

- [1] D. Fischer, A. Härtl, and B. Wille-Haussmann, *Model for electric load profiles with high time resolution for German households*, Energy and Buildings 92 (2015), pp. 170–179.
- [2] D. Fischer, J. Scherer, A. Flunk, N. Kreifels, K. Byskov-Lindberg, and B. Wille-Haussmann, *Impact of HP, CHP, PV and EVs on households' electric load profiles*, in: 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, Netherlands, 6/29/2015 - 7/2/2015. IEEE / Institute of Electrical and Electronics Engineers Incorporated, 2015, pp. 1–6.
- [3] S. Killinger, K. Mainzer, R. McKenna, N. Kreifels, and W. Fichtner, *A regional optimisation of renewable energy supply from wind and photovoltaics with respect to three key energy-political objectives*, Energy 84 (2015), pp. 563–574.



**Dipl.-Ing. Wolfgang Biener** (seit 2012 am Fraunhofer ISE) arbeitet in der Gruppe elektrische Netze und Energiemanagement. Seine derzeitigen Forschungstätigkeiten umfassen die Kosten und Technologieanalyse der durch die Energie-, Wärme und Verkehrswende getriebenen Transformation des Stromnetzes. Er entwickelt Optimierungsalgorithmen, um automatisiert kostengünstige Netzverstärkungsmaßnahmen für Übertragungs- und Verteilnetze zu bestimmen. Schwerpunktthema ist es, das ökonomische Optimum zwischen Eingriffen in den Betrieb der Netznutzer und netzverstärkenden oder -erweiternden Maßnahmen zu finden. Insbesondere hat er in vielen Projekten mit energiesystemanalytischem Fokus die Berücksichtigung der Effekte des Stromnetzes sichergestellt. Im Rahmen von Beratungstätigkeiten hat er für verschiedenen Auftraggeber die Effekte von Netzausbauten auf das Energiesystem beurteilt. Er studierte Elektrotechnik und Informationstechnik an den Universitäten Erlangen, Grenoble und Karlsruhe.

# *Digitalisierung der Netzplanung in der Praxis*

Dipl.-Ing. Wurzer Georg, KNG-Kärnten Netz GmbH, [georg.wurzer@kaerntennetz.at](mailto:georg.wurzer@kaerntennetz.at)

**Abstract** – Netzberechnungen sind für Betreiber von elektrischen Energieversorgungsnetzen ein essentielles Werkzeug. Die Ergebnisse aus Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen bilden die Grundlage zur Beurteilung von Netzanschlüssen, für die Erarbeitung von Ausbau- und Instandhaltungs- und Betriebsstrategien in allen Spannungsebenen und für die Festlegung von Betriebsmittel- und Planungsstandards im Unternehmen. Des Weiteren ist eine vorausschauende Netzplanung für den Umbau des Energiesystems im Zuge der Energiewende mit Integration erneuerbarer Energien oder E-Mobilität in die Verteilernetze unerlässlich.

Die voranschreitende Digitalisierung in der Branche und der immer größer werdende Automatisierungsgrad der letzten Jahrzehnte hat auch die Arbeitsprozesse der Netzplanung berührt und für ständige Anpassung der eingesetzten Werkzeuge und Methoden gesorgt. Die Informationen aus zahlreichen Netzplänen mit den dazugehörigen Betriebsmitteldaten wurden in digitale Systeme verpackt. Das vorliegende Dokument gibt einen Überblick über die Entwicklung der Netzberechnung in der Netzplanung der KNG-Kärnten Netz GmbH (KNG) sowie die wesentlichen in der Praxis eingesetzten Berechnungsansätze und Methoden.

## **1. Vom Bleistift zum Mouse-Klick**

Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen gehören zu den fundamentalen Verfahren der Netzberechnung und bilden die Grundlage für die Planung der Stromnetze. Die Palette von Aufgaben in der Netzplanung reicht von der einfachen Anschlussbeurteilung eines Niederspannungsnetzanschlusses über die Ausbau- und Investitionsplanung bis hin zur Simulation zukünftig möglicher Entwicklungsszenarien. Durch die notwendigen Maßnahmen zur Realisierung der Energiewende und die damit verbundenen steigenden Anforderungen an die Netze gewinnen diese zunehmend an Bedeutung. Die Integration von erneuerbarer Energie und E-Mobilität, die Betrachtung von Netzautomatisierung und Zuverlässigkeitskennzahlen bis hin zu komplexen Lastflussszenarien im Hochspannungsnetz und an der Schnittstelle zum Übertragungsnetz spielen dabei eine zentrale Rolle.

Der Schwerpunkt der Netzplanung und -berechnung in den 1980er-Jahren lag besonders auf der Mittel- sowie Hochspannungsebene. Methodisch wurden damals Last- und Kurzschlussbe-

rechnungen manuell mit einfachen Netzmodellen auf Papier durchgeführt. Als Netzlasten wurde bei Maximalwertszensarien die Summe der installierten Mittel-/Niederspannungs-Trafonennleistungen je 20-kV-Abgang in den Umspannwerken angenommen. Die zur Berechnung aufgestellten Gleichungssysteme wurden anfangs händisch mit Unterstützung einfacher Taschenrechner gelöst. Einen ersten Digitalisierungsschritt stellte die Einführung eines Großrechners dar, mit welchem die Lösung der Gleichungen dann auch elektronisch (Programm nach Henze) möglich wurde.

In den 1990er-Jahren hielten erstmalig PCs in die Netzplanung Einzug. Als Netzberechnungsprogramme wurden z. B. TOPAS (ABB Wien) und in weiterer Folge CALPOS (ABB Mannheim) eingesetzt. Mit deren Hilfe konnte zwar die Rechenzeit gegenüber der Großrechnermethode drastisch verringert werden, der Aufwand für die Eingabe der Netzdaten in die entsprechenden Programme blieb jedoch weiterhin eine mühsame und zeitaufwändige Tätigkeit. Die Lastannahmen wurden weiterhin als Worst-Case-Szenario durch Summierung der installierten Trafoleistung je 20-kV-Abgang beibehalten.

Aufgrund der steigenden Anforderungen hinsichtlich Versorgungsqualität, der fortschreitenden Elektrifizierung von Haushalten, Landwirtschaft und Gewerbe und aufgrund der zunehmenden Anzahl an netzrückwirkungsrelevanten Verbrauchern ergab sich Anfang der 2000er-Jahre auch immer mehr die Notwendigkeit, Berechnungen auf der Niederspannungsebene durchzuführen. Als Berechnungstool wurden dabei Tabellenkalkulationen auf Microsoft-EXCEL-Basis verwendet, wobei die Netzdaten auch hier manuell in Tabellen eingegeben werden mussten.

Der erste Schritt in Richtung digitales Netzmodell erfolgte im Jahre 2001 mit der Einführung der Software NEPLAN (ABB Mannheim). Damit konnten Netze erstmalig graphisch modelliert und Netze sowie einzelne Betriebsmittel dauerhaft in Bibliotheken für weitere Berechnungen abgespeichert werden. Ebenso wurde mit Einführung dieses Berechnungstools der Ansatz zur Annahme von Last- und Einspeiserdaten geändert. Es standen bereits verfügbare Messwerte aus den Umspann- und Schaltwerken als Jahreszeitreihe zur Verfügung. Somit konnte die Betrachtung im Hoch- und Mittelspannungsnetz nun von einzelnen statischen Maximalwerten auf Zeiträume und Verläufe erweitert werden.

Die folgende Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Netzberechnungsmethoden und Tools in der KNG, wobei der fortschreitende Digitalisierungsgrad deutlich erkennbar ist.

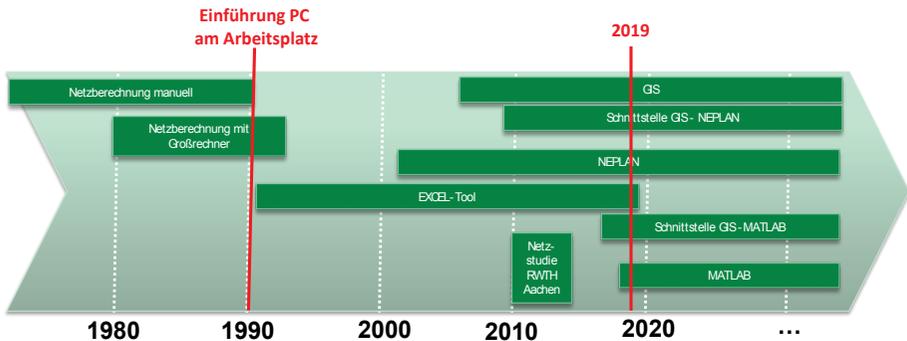


Abbildung 1: Zeitliche Entwicklung der Netzberechnungslandschaft in der KNG

## 2. Einführung der Schnittstelle „NEGIS“

Ein wesentlicher Meilenstein in der Digitalisierung der Netzberechnung in der KNG spielte die Einführung eines Geografischen Informations-Systems (GIS). In diesem System werden alle relevanten Daten der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze wie die georeferenzierte Topologie mit allen Netzlängen, Betriebsmitteldaten sowie Schaltzustände evident gehalten und dem gesamten Unternehmen zur Verfügung gestellt. Auf Basis dieser digital verfügbaren Datengrundlage war es nun möglich, die digitalen Netzmodelle softwarebasiert zu erstellen. Dazu wurde im Jahre 2009 eine Schnittstelle mit dem Namen „NEGIS“ (NEPLAN  $\leftrightarrow$  GIS) entwickelt. Diese ermöglicht es, einzelne Umspannwerke mit den darunterliegenden Mittelspannungsnetzen aus dem GIS zu exportieren und in ein NEPLAN-konformes Datenformat umzuwandeln. Somit mussten ab diesem Zeitpunkt keine Mittelspannungsnetze initial von Hand konstruiert werden. In den folgenden Jahren wurde die Schnittstelle ständig weiterentwickelt, sodass im Jahr 2012 auch der Import der Niederspannungsnetze über die Schnittstelle „NEGIS“ Richtung NEPLAN ermöglicht wurde.

Die Modellierung der Last- und Einspeiserdaten erfolgt ebenfalls automatisiert über die Schnittstelle „NEGIS“. Es stehen verschiedene Möglichkeiten für die Annahme der Lasten zur Verfügung, beispielsweise die Lastberechnung anhand von Gleichzeitigkeitsfaktoren, den VDEW Standardlastprofilen mit den entsprechenden Verbrauchsfaktoren sowie Messwerte von Lastprofilzählern.

Die Struktur der Datenquellen, Schnittstellen und Tools, wie sie aktuell in der KNG vorhanden sind, wird in der folgenden Abbildung 2 beschrieben.

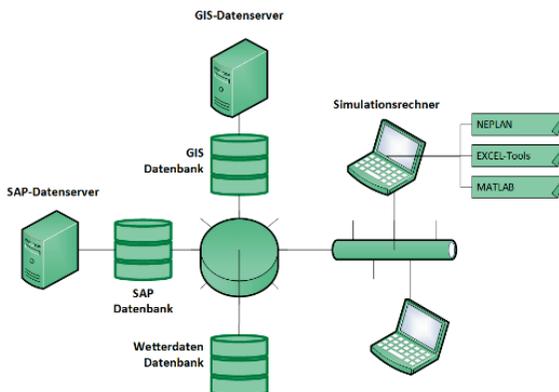


Abbildung 2: Aktuell verfügbare Datenquellen, Schnittstellen und Tools für die Netzberechnung in der KNG

### 3. Aktuelle Weiterentwicklungen der Netzberechnung in der KNG

Im Zeitraum von 2012 bis 2013 wurde mit der RWTH Aachen eine Studie mit dem Titel „Analyse technischer und wirtschaftspolitischer Trends und Schlüsseltechnologien und deren Implikation auf die Entwicklung eines Verteilungsnetzes im Zeitraum bis 2025“ durchgeführt. Ziel dieser Studie war es, die Auswirkungen auf das Verteilernetz von neuen Technologien wie PV-Anlagen, Wärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und E-Mobilität zu untersuchen. Dafür wurden von der RWTH Aachen das gesamte Mittelspannungsnetz sowie eine repräsentative Auswahl von 400 Niederspannungsnetzen in einem digitalen Netzmodell abgebildet. Auf Basis eines probabilistischen Berechnungsansatzes wurden die verschiedenen Szenarien berechnet und deren Auswirkungen auf das Verteilernetz analysiert.<sup>[1]</sup>

Ab dem Jahr 2016 wurde der Ansatz einer automatisierten Netzberechnung (Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen) aller Mittel- und Niederspannungsnetze wieder aufgegriffen und weiterverfolgt. Ziel war es, ein Tool auf MATLAB-Basis zu entwickeln, welches die Möglichkeit bietet, Entwicklungsszenarien wie die Integration von E-Mobilität oder erneuerbarer Energie im Verteilernetz nicht nur anhand repräsentativer einzelner Beispiele zu berechnen, sondern automatisiert über alle erfassten Netze (ca. 6.500 Niederspannungsnetze) Ein weiteres Ziel war es aufgrund definierter Eingangsparameter (z. B. Anschlussleistung, Anschlusspunkt etc.), eine netztechnische Beurteilung von Niederspannungsnetzanschlüssen nach TOR D2<sup>[2]</sup>, TOR Erzeuger<sup>[3]</sup> und EN 50160<sup>[4]</sup> vollautomatisch durchzuführen.

Basis dieser neuen Berechnungsmethodik ist eine neue Schnittstelle zwischen GIS und MATLAB. Damit wird die Netztopologie aus dem GIS in eine Knoten-Kanten-Matrix umgewandelt und einem Solver zur Lösung des Gleichungssystems zur Verfügung gestellt. Die Last- und Einspeiserdaten können sowohl als statische Stark- und Schwachlastfälle als auch als Lastprofile mittels probabilistischem Ansatz generiert werden. Die Datengrundlage dafür bilden das bestehende GIS-System, Last- und Einspeiserdaten aus dem SAP-System und Smart-Meter-Messreihen (1/4-Stunden Tages-Messreihen), welche ähnlich wie synthetische Lastprofile für eine Berechnung an die einzelnen Verbrauchsstellen zugewiesen werden und so ein möglichst detailgetreues digitales Modell des betrachteten Netzes schaffen.

Neben der klassischen Lastflussberechnung wurde in diesem Zuge auch eine Kurzschlussberechnung nach EN 60909 implementiert. Der selbst entwickelte Algorithmus analysiert die für die Lastflussberechnung erstellte Knoten-Kanten-Matrix und findet jeden möglichen Pfad zwischen der Wurzel (Niederspannungssammelschiene der Trafostation) und jedem einzelnen Knoten. Im Anschluss daran wird für jeden Knoten die Kurzschlussimpedanz sowie die Kurzschlussleistung  $S_k$  berechnet.

Ergebnis dieser Entwicklung ist ein Tool, anhand dessen es möglich wurde, automatisiert Lastflussberechnungen für diverse Szenarien sowie Kurzschlussberechnungen für jeden Netzknoten im Mittel- und Niederspannungsnetz durchzuführen. Die Ergebnisse der Lastflussberechnung liegen dann in Form von Zeitzeichen bzw. Histogrammen der einzelnen Knotenspannungen vor (Abbildung 3).

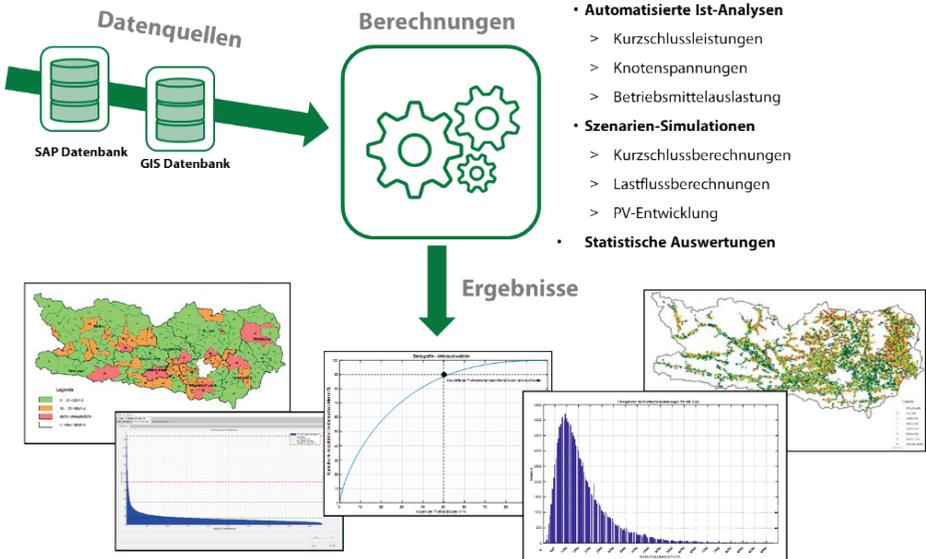


Abbildung 3: Struktur des Netzberechnungstools auf MATLAB-Basis

## 4. Probabilistischer Ansatz zur Lastmodellierung

In der Praxis werden und wurden für die Durchführung von Lastflussberechnung traditioneller Stark- und Schwachlast meist Worst-Case-Szenarien herangezogen. Für die Berechnung in Mittelspannungsnetzen bedient man sich der standardisierten VDEW-Lastprofile bzw. bereits vorhandener LPZ-Messreihen (z. B. bei Großverbrauchern). Die Verwendung eines probabilistischen Ansatzes liefert vor allem auf Niederspannungsebene Berechnungsergebnisse, die den tatsächlichen auftretenden Netzzuständen am nächsten kommen. Gerade bei der Berechnung von Zukunftsszenarien mit z. B. E-Mobilität können probabilistische Berechnungsansätze sehr belastbare Ergebnisse liefern. Der Nachteil darin besteht in der zunehmenden Rechenzeit bzw. benötigten Rechenleistung.

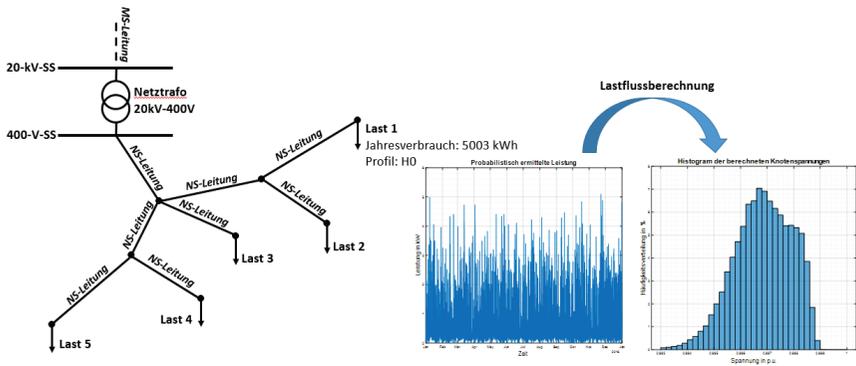


Abbildung 4: Probabilistische Lastmodellierung und Histogramm der errechneten Knotenspannungen

Die Datengrundlage für den in der KNG eingesetzten probabilistischen Ansatz stammt aus Smart-Meter-Teststellungen. Daraus konnte ein Pool an anonymisierten  $\frac{1}{4}$ -Stunden Tages-Messreihen (96  $\frac{1}{4}$ -Stunden Energie-Verbrauchswerte auf einen Jahresenergieverbrauch von 1.000 kWh/a normiert) gewonnen werden. Im digitalen Netzmodell wird jeder Verbraucherstelle – entsprechend der im SAP-System eingetragenen Profiltypen – zufällig eine Tagesreihe aus dem Pool zugewiesen. Die Skalierung der Leistung erfolgt anschließend über die Multiplikation der Tagesreihe mit dem Jahresenergieverbrauch der Verbraucherstelle. Die „zufällige“ Ziehung kann beliebig oft wiederholt werden, um Wochen, Monate oder sogar Jahre nachzubilden. Folglich steigt zwar der Rechenaufwand, jedoch lassen sich dadurch Ausreißer vermeiden. Um noch bessere Simulationsergebnisse für eine gesamte Jahressimulation zu erhalten, wurden die Smart-Meter-Tagesreihen in Winter-, Übergangs- und Sommerzeit unterteilt. Gemessene Lastprofile werden direkt der richtigen Verbraucherstelle zugeordnet.

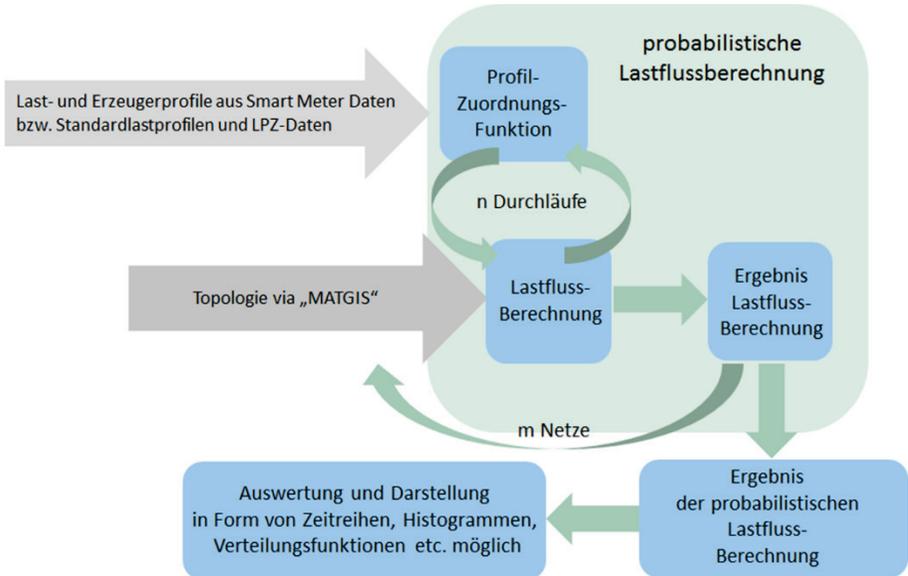


Abbildung 5: Ansatz der probabilistischen Lastflussberechnung

## 5. Wo wollen wir hin?

Der Umbau des Energiesystems stellt auch die Netzplanung vor Herausforderungen. Aufgrund der langen Lebensdauer klassischer Netzbetriebsmittel sollten heute getroffene Investitionsentscheidungen die Anforderungen an das Verteilernetz der nächsten 40 Jahre abdecken. Zur Prognose der zukünftigen Anforderungen an die Verteilernetze können entsprechende Netzberechnungen einen wesentlichen Beitrag liefern. Heutzutage bietet die wachsende Digitalisierung mit entsprechenden Schnittstellen einen einfachen und schnellen Zugang zu immer mehr Daten. Durch fortschreitende digitale Messwerverfassung (z. B. Smart Meter) können Simulationsparameter besser nachjustiert werden und somit zu einer noch realistischeren Modellierung verhelfen.

Die KNG-Kärnten Netz GmbH wird die Thematik der automatisierten Netzberechnung auch in Zukunft weiterverfolgen. Nur durch den Einsatz von automatisierten Netzberechnungsverfahren, die das gesamte Verteilernetz abbilden, wird es möglich sein, die zukünftigen Herausforderungen realitätsnah abzubilden und die richtigen Schritte für ein erfolgreiches Gelingen der Energiewende zu setzen.

## Referenzen

- [1] Univ.-Prof. Dr.-Ing. Schnettler, Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing Gödde, Dipl.-Ing. Krengel, Dipl.-Ing. Matrose, Dipl.-Ing. Meinerzhagen M.A., Dipl.-Ing. Potratz: Analyse technischer und wirtschaftlicher Trends und Schlüsseltechnologien und deren Implikationen auf die Entwicklung eines Verteilnetzes im Zeitraum bis 2025, RWTH Aachen 2013
- [2] E-CONTROL: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, November 2017
- [3] E-CONTROL: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, TOR Erzeuger, August 2018
- [4] ÖVE/ÖNORM EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 2016
- [5] KNG-Kärnten Netz GmbH, Digital Days: Netzberechnung 2.0, 2019



**Dipl.-Ing. Georg Wurzer** studierte Elektrotechnik an der TU Graz. Ab 2013 war er als Techniker im Bereich Planung von Hochspannungsschaltanlagen und im Bereich Netzplanung der KNG tätig. Seit 2018 ist er Assistent der Geschäftsführung.

# *Big Data for Investment Planning in the Medium Voltage Grid*

Gregor Taljan, Energienetze Steiermark GmbH, [gregor.taljan@e-netze.at](mailto:gregor.taljan@e-netze.at)  
Sebastian Frank, OMNETRIC | A Siemens Company, [frank.sebastian@omnetric.com](mailto:frank.sebastian@omnetric.com)

**Abstract** – In this paper, a novel Big Data based methodology for the investment planning of a medium voltage DSO grid is presented. The investment planning is the core function of each DSO and helps improving outage statistics and lowering operational costs through renewal of the most exposed grid sections. In this project, the Austrian DSO Energienetze Steiermark GmbH and OMNETRIC GmbH jointly created and implemented a data-driven solution called “Planning and Outage Intelligence” (PnOI) which serves as an investment decision support system for cabling of overhead power lines in the medium voltage grid. With PnOI one can optimize the usage of the investment budget whilst reducing the overall number of outages.

## **1. Motivation**

The investment planning is one of the most important functions of each DSO and the core business of its asset management department. The main goal of the process is to minimize outages and the operational costs of the power grid (OPEX) by investing into line sections, which are in the most severe condition and cause the highest operational costs. Several parameters such as pole condition, outage statistics, weather, ground type, etc. have to be considered in the selection procedure and it is generally difficult to define an exact optimization function since data quality and impact of different parameters on the outage statistics and operational costs cannot be easily deducted.

The concrete challenge in this joint project was to implement a data-driven solution in order to find those overhead power lines where cabling is the optimal solution regarding the reduction of the number of failures and the associated costs for cabling. Our solution called “Planning and Outage Intelligence” (PnOI) thus also helps to optimize the usage of the investment budget and resources.

## 2. Implementation

The main goal was to implement a prototypic investment decision support system for cabling of overhead power lines. This system – implemented as a minimum-viable-product (MVP) – currently supports the end user at the Austrian DSO Energienetze Steiermark in this strategic decision.

### 2.1 Data integration and modeling

As a first step we integrated all relevant internal data from Energienetze Steiermark into our Big Data Analytics platform (Hadoop/Spark for large-scale data processing and machine-learning) such as

- equipment data,
- outages and disturbances,
- data about switching points,
- costs for cabling per region and the
- medium voltage grid (GIS).

In addition, we integrated also additional, freely available GIS open data such as

- Corine landcover data,
- climate data (precipitation, temperature, lightning, frost, etc.) for Styria and the
- climate regions of Styria.

We aggregated those external GIS datasets using “virtual trails/subgrades” around powerline and cable sections (see Figure 1). In other words, we created polygons/buffers with a diameter of 30-45 meters around those sections and can thus consider all potentially relevant environmental influences within this proximity of the powerlines and cables.

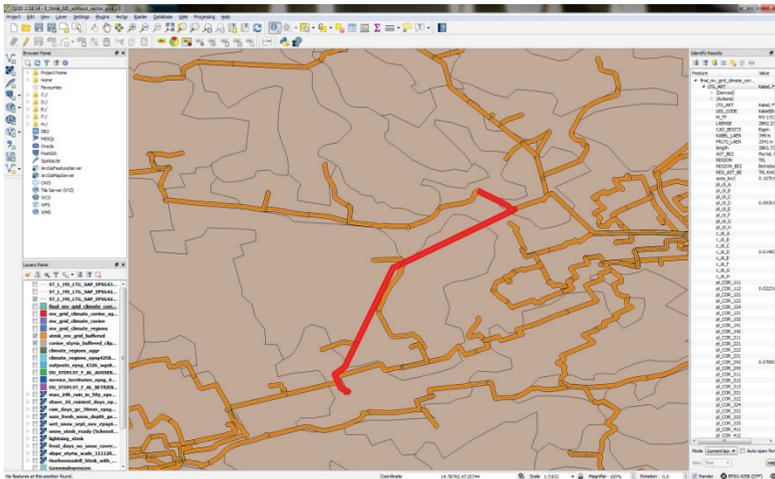


Figure 1. Aggregation of external, environmental GIS data on “virtual trails/subgrades” around power-line and cable sections

Furthermore, since the outages are recorded on the “functional location” level, we transformed and aggregated all internal and external datasets on the “common denominator” functional location. This integrated data model (also named a “digital twin”) with its 82 engineered features/parameters per functional location served as the input/training dataset for the machine-learning model explained in the next subsection.

## 2.2 Machine-learning model

The core of our jointly created solution is the machine-learning (ML) model itself, since it can provide an answer to the cost-benefit investment challenge introduced before. For this prototype a ML model called “Generalized Linear Model” (GLM) has been selected and trained due to its powerful yet still “explainable” nature (in comparison to much more complex “black box” ML models where the results are much harder comprehensible).

This GLM has been trained to correctly predict the average number of outages per functional location and per year. With this model one can ask the “what if?” question whether cabling of up to 1, 2 or 3 km of a specific functional location will likely yield a high reduction of number of outages or not. In other words, consider a specific functional location which has an average number of outages (according to the ML model) of  $n_0$ . Furthermore, consider cabling of up to 1, 2 or 3 km at this specific functional location which yields a predicted value of  $n_1$  as average number of outages. The relative difference  $(n_1 - n_0)/n_0$  shows the potential improvement due to cabling at that functional location.

Finally, combining this obtained relative (and absolute) difference with the actual costs for cabling in that region of the function location provides a reliable, data-driven insight for this type of investment decision.

### 2.3 Implementation of web-application

To provide the end user with an easy-to-use solution we finally implemented a web-application as a MVP which has been deployed on the IT infrastructure of the DSO. The main page of the web-app provides the end user with an overview of the medium voltage grid on a map (see Figure 2).

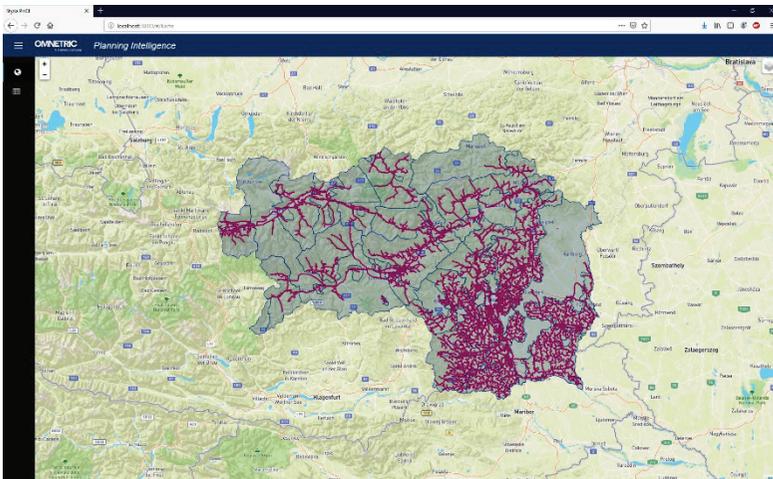


Figure 2. Map overview of the medium voltage grid

Since we integrated internal as well as external data sources into our data model, we also provide a holistic, detailed overview of the overhead powerlines and cables per functional location (as one can see in the info pop-up shown in Figure 3).

In addition to the overview and detailed view of the medium voltage grid the web-app provides a combined filter (“cross-filter”) as the actual tool for investment decision (see Figure 4). Apart from pre-filtering of master data, one part of the combined filter (histogram on left hand side in the figure) lets you filter by the actual average number of outages (per functional location and year), whereas the other part of the combined filter (scatter plot on right hand side in the figure) lets you filter based on cost-benefit (number of reduction of outages due to cabling vs. price for cabling, obtained from the ML model).

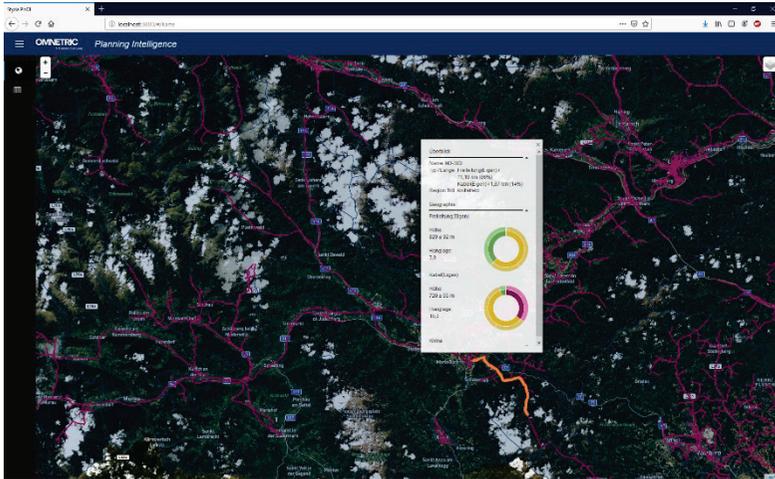


Figure 3. Detailed view of a selected functional location

With this combined filter functionality, one can finally identify those functional locations where cabling is most useful.

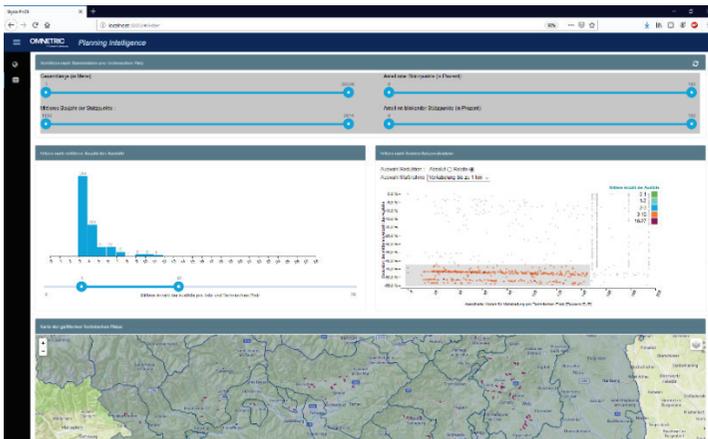


Figure 4. Combined filter as investment decision support

Those filtered functional locations can be displayed again on the map and can be also listed as a table on the webpage, including the ability to download this dataset of functional locations as a CSV file for further use with other software solutions (e.g. Microsoft Excel).



**DI Dr. Gregor Taljan** received his Electrical engineer diploma and PhD degree from the University of Ljubljana, Slovenia in 2005 and 2009, respectively. In 2007, Gregor was a visiting scholar at the University of Waterloo, Canada and a visiting researcher at the Institute of Electrical Power Systems at the Graz University of Technology in Austria. He is currently with Energienetze Steiermark GmbH, the main Distribution System Operator of the Styria region, Austria, where he is responsible for Asset Management, medium voltage grid planning and connection of renewables to the Grid. Since 2014, Gregor is a senior specialist for Smart Grids and manages in this position several Smart Grid projects. His research interests are in power system operation, control and economics, reliability evaluation of power system, Smart Grids, intelligent Voltage/Var control including the storage systems.



**DI Dr. Sebastian Frank** studied Technical Physics at the Johannes Kepler University Linz and at the University of Granada. He received his PhD from the Vienna University of Technology and worked as a research assistant at the Institute of High Energy Physics of the Austrian Academy of Sciences. Since July 2015 he is working as a senior data scientist in Vienna at OMNETRIC | A Siemens Company, supporting utilities worldwide in various projects to reap the benefits from digitalization and AI. LinkedIn: <https://www.linkedin.com/in/sebastian-frank-73644bb4/>

# *Neue Netzteilnehmer hochskalieren: Hochgenaue Netzanalysen mit schnellen Berechnungstools*

Johannes Kathan, AIT Austrian Institute of Technology GmbH, [johannes.kathan@ait.ac.at](mailto:johannes.kathan@ait.ac.at)  
Roman Schwalbe, AIT Austrian Institute of Technology GmbH, [roman.schwalbe@ait.ac.at](mailto:roman.schwalbe@ait.ac.at)

**Abstract** – Neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und verteilte Erzeuger wie Photovoltaik werden in den kommenden Jahren und Jahrzehnten zu einer Mehrbelastung der Verteilernetzinfrastruktur führen. Um passende Maßnahmen zur optimalen Integration dieser Anlagen in die zukünftigen Verteilernetze zu ermöglichen ist es notwendig deren Wirkung und mögliche Integrationskonzepte auf das Netz detailliert zu analysieren.

In Zusammenarbeit mit mehreren Netzbetreibern wurde ein Berechnungstool entwickelt, mit dem eine solche Bewertung auf quantitativer Basis möglich ist. Dabei werden sämtliche Niederspannungsverteilstromnetze im Versorgungsgebiet eines Netzbetreibers anhand von Netzsimulationen analysiert. Es wurden unterschiedliche Rollout-Szenarien zukünftiger Technologien definiert und automatisiert auf sämtliche Netze des jeweiligen Verteilernetzbetreibers angewandt. Darauf basierend wurde der notwendige Netzausbaubedarf an Leitungen und Transformatoren bestimmt. Dabei werden spezifische Planungsansätze und Kabel- und Transformatorentypen der jeweiligen Netzbetreiber verwendet.

Das Ergebnis einer solchen Analyse ist eine quantitative Bestimmung des Netzausbaubedarfs (Anzahl und Leistung von neuen Transformatoren, Länge zu verstärkender und neu zu verlegender Leitungen) bei unterschiedlichen Rollout-Szenarien. Je nach Zielsetzung wurden im Rahmen der Untersuchungen auch verschiedene Alternativmaßnahmen (z.B. verteilte Blindleistungsregelung, spannungsabhängige Wirkleistungsabregelung, zentrale Speichersysteme) untersucht. Die Wirkung der jeweiligen Maßnahme wird anhand des verbleibenden Netzausbaubedarfs bestimmt. Ergänzt wird die Analyse durch eine detaillierte Analyse der daraus resultierenden Netzausbaukosten bei unterschiedlichen Kostenszenarien.

Diese Aktivitäten wurden im Rahmen des Projektes leafs durchgeführt. Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2014 durchgeführt.



**Johannes Kathan** studierte Energie- und Umweltmanagement an der FH Pinkafeld (2005-2009) sowie erneuerbare urbane Energiesysteme am FH Technikum Wien (2009-2011). Seit März 2009 ist er am Austrian Institute of Technology im Center for Energy im Bereich der Netzintegration von erneuerbaren Energien und Speichersystemen tätig. Wesentliche Arbeitsschwerpunkte liegen im Bereich der Entwicklung und Analyse elektrischer Speichersysteme sowie deren Netzintegration. Er ist aktiv in nationalen und internationalen Gremien, wie etwa der European Energy Research Alliance (EERA) und der European Electricity Grid Initiative (EEGI), der European Association for the Storage of

Energy (EASE) im Bereich elektrischer Speichersysteme. Er hat umfassende Erfahrung in der Koordination und Leitung von Projekten.



Dipl.-Ing. Roman Schwalbe (geboren 1986 in Wien, Österreich) Studium der „Physikalischen Energie- und Messtechnik“ an der TU Wien von 2007 bis 2013, Spezialisierung auf Energietechnik / Elektrotechnik. Diplomarbeit: „A comparative study of strategies for voltage control in medium voltage power distribution networks with distributed generation“.

Seit 2012 wissenschaftlicher Mitarbeiter (Junior Engineer) am Austrian Institute of Technology, Center for Energy. Erfahrung als F&E Mitarbeiter in den Bereichen Netzsimulation, Softwareentwicklung, Netzregelung von Mittel- und Niederspannungsnetzen, Datenanalyse. Forschungsschwerpunkte: Smart Grids und Control Engineering im Bereich

elektrischer Energiesysteme.



*(C) M.O.O.CON/Fotograf  
Ulrich Zinell 1*

## *Keynote 2*

### *Karl Friedl*

Karl Friedl ist geschäftsführender Gesellschafter der M.O.O.CON GmbH – die führende Unternehmensberatung für identitätsstiftende und nachhaltige Gebäude, Prozesse und Arbeitswelten mit Sitz in Wien, Frankfurt, Düsseldorf, Hamburg und Waidhofen und Initiator und Vorstand des Vereins IG LEBENSZYKLUS BAU. Nach der HTL-Matura (Innenausbau) studierte er Betriebswirtschaftslehre an der WU Wien. Er ist Projektleiter von Büroneubau- und Sanierungsprojekten in Österreich, Deutschland, der Schweiz und angrenzenden Ostländern. Neben seiner Beratungstätigkeit beschäftigt er sich intensiv mit der Weiterentwicklung des gesamten Feldes der facilitären Planung und ist Dozent an verschiedenen Fachhochschulen.

## *Session 3*

### *Neue Datenquellen*

# *Grundlage der Digitalisierung: Neue Sensoren für das Netzmonitoring*

Markus Urban, Dr. tech. J. Zelisko GmbH; Markus.Urban@Knorr-Bremse.com

## **Zusammenfassung**

Strom (I)- und Spannungs (U)-Sensoren sind wichtige Bausteine für das intelligente Mittelspannungs-Verteilnetz. Sie werden eingesetzt für das Monitoring der Netzqualität, zur Kurzschluss-/Erdschlusserkennung mit Richtungsbestimmung und für das aktive Erzeugungs- und Lastmanagement, z.B. über eine Weitbereichsregelung. U/I-Sensoren von Zelisko sind Kleinsignalwandler nach der internationalen Messwandlernorm IEC61869-6/10/11 und in einer breiten Produktpalette verfügbar. Besondere Aufmerksamkeit bei der Auslegung und den absichernden Prüfungen gilt der Langzeitstabilität der Messwerte unter den erschwerten Umweltbedingungen (über einen weiten Temperaturbereich und hoher Luftfeuchtigkeit mit Bertaugung am Einbauort) in Ortsnetzstationen. Darüber hinaus können die Sensoren auch zur Messung von Oberschwingungen bis 9 kHz eingesetzt werden.

Zelisko existiert seit 1918 und ist u. a. Hersteller für Mittelspannungs-Messwandler mit Sitz in Mödling/Österreich. Zelisko gehört zur Knorr-Bremse Gruppe mit ca. 28.000 Mitarbeitern und rund 6,5 Milliarden Euro Umsatz.

## **1. Intelligentes MS-Verteilnetz**

Vor dem Hintergrund des Klimawandels erfordert die Energiewende einen massiven Ausbau „Erneuerbarer Energien (EE)“ zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen, allem voran der Windenergie und der Photovoltaik. Herausforderungen für den Strom-Sektor sind dabei der Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze sowie Themen wie E-Mobility oder Energiespeicher. Besondere Bedeutung hat der Ausbau des Mittelspannungs- (MS) Verteilnetzes mit „mehr Intelligenz“ und auch - dort wo notwendig - „mehr Kupfer“. Das Einhalten der notwendigen Versorgungssicherheit, der Spannungsqualität und der Netzstabilität erfordern ein intelligentes MS-Verteilnetz. Mögliche Maßnahmen reichen vom Monitoring über eine Fernsteuerung/Automatisierung bis hin zum gezielten Erzeugungs- und Lastmanagement über eine Weitbereichsregelung.

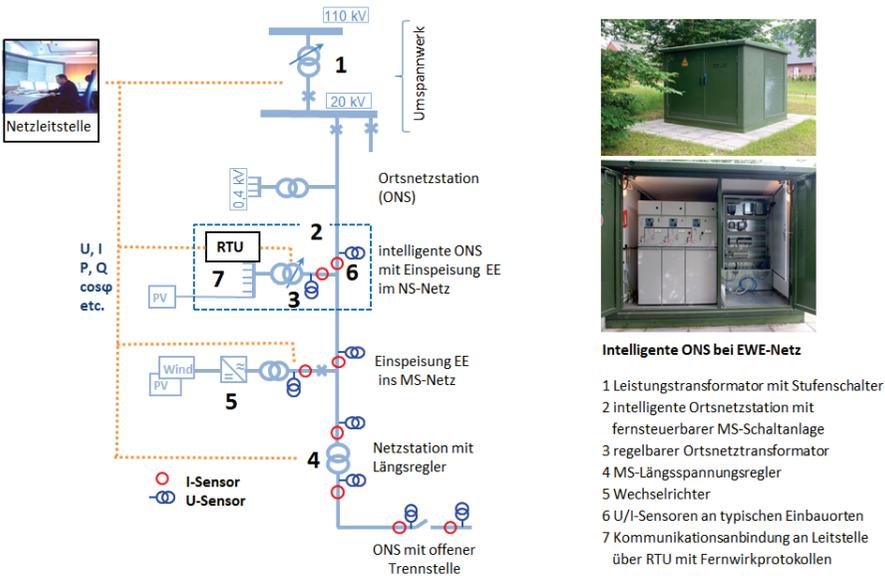


Abbildung 1: Intelligentes MS-Verteilnetz mit Komponenten für eine Weitbereichsregelung

Abb. 1 zeigt ein typisches MS-Verteilnetz mit Einspeisung EE und den Komponenten für eine Weitbereichsregelung, wie sie derzeit bei EWE NETZ im Projekt ENERA für mehrere Umspannwerke erprobt wird. Ziel ist dabei die maximale Einspeisung EE bei minimalem „mehr an Kupfer“ im gesamten MS/NS-Verteilnetz unterhalb des Umspannwerkes. Neben den thermischen Grenzen ist vor allem die Einhaltung des Spannungsbandes von  $\pm 10\%$  nach EN50160 zu beachten. Eine wesentliche Voraussetzung, die notwendige „Intelligenz“ ins Netz zu bringen, ist eine genaue und zuverlässige Messtechnik für Strom und Spannung in Ortsnetzstationen (ONS) und am Netzanschlusspunkt von Bezugs- und Erzeugeranlagen. Dafür hat Zelisko spezielle Strom (I)- und Spannungs- (U) – Sensoren entwickelt.

## 2. Anforderungen an die Messtechnik

Aufgaben und Umgebungsbedingungen im Netzbetrieb bestimmen die Anforderungen an die Messtechnik.

Wesentliche Aufgaben im intelligenten MS-Verteilnetz gemäß Abb. 2 sind:

- Monitoring der Netzqualität wie Spannungsband, Power-Quality oder Netzüberlastung gemäß den Anforderungen, z.B. nach EN50160

- genaue Kurzschluss-/Erdschlusserkennung mit Richtungsbestimmung zur schnellen und zuverlässigen Fehlerortung/Fehlerbeseitigung, z.B. durch automatische Umschaltungen
- Last- und Erzeugungsmanagement, z.B. über eine Weitbereichsregelung mit den Komponenten nach Abb. 1
  - für eine maximale Einspeisung EE,
  - zur Reduzierung der Übertragungsverluste, z.B. durch Netzumschaltungen oder Blindleistungskompensation,
  - für eine kontrollierte, erhöhte Ausnutzung von Leitungen und Transformatoren, z.B. mit Temperaturüberwachung

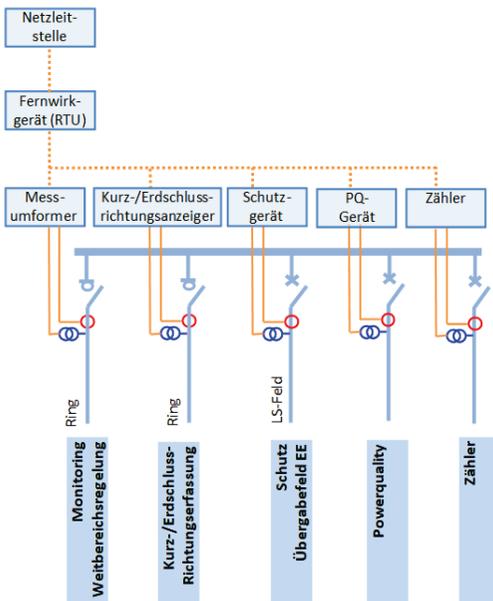


Abbildung 2: Anwendungsfälle für die U/I-Sensoren

Die Entwicklungsvorgaben für die U/I-Sensoren resultierten aus diesen Aufgaben und intensiven Diskussionen mit Kunden. Zelisko kann bei der Sensorentwicklung auf umfangreiche Erfahrungen im Bereich der Verfahrens- und Messtechnik auf dem Gebiet der Messwandler zurückgreifen. Besondere Aufmerksamkeit gilt der Langzeitstabilität der Messwerte unter den erschwerten Umweltbedingungen in ONS, d.h. über einen weiten Temperaturbereich und hoher Luftfeuchtigkeit mit Betauung am Einbauort. Beim Vergleich des Wirkprinzips für die Spannungsmessung – ohmscher oder kapazitiver Teiler – gibt es klare Vorteile für den ohmschen Teiler. Wandlerbauer wissen aus langer Erfahrung, dass beim kapazitiven Teiler die

Dielektrizitätskonstante und damit die Genauigkeit der Messung signifikant von der Temperatur und dem Feuchtegehalt des Dielektrikums abhängen. Jedes Polymer-Dielektrikum, wie z.B. Epoxidharz, nimmt Wasser auf und gibt es wieder ab. Und dies kann dauern. Auch eine Kalibrierung vor Ort oder eine Fehlerkompensation helfen da nicht wirklich weiter.

### 3. U/I-Sensoren sind Kleinsignal-Messwandler

Zelisko-U/I-Sensoren als Kleinsignalwandler sind passive Sensoren, welche keine Hilfsspannung benötigen. Die analogen Momentanwerte  $i$  und  $u$  werden in den angeschlossenen Geräten digitalisiert/verarbeitet und über eine RTU (Fernwirkgerät) mit den in der Fernwirktechnik üblichen Protokollen an die Netzleitstelle kommuniziert, wie Abb. 1 und 3 zeigen.

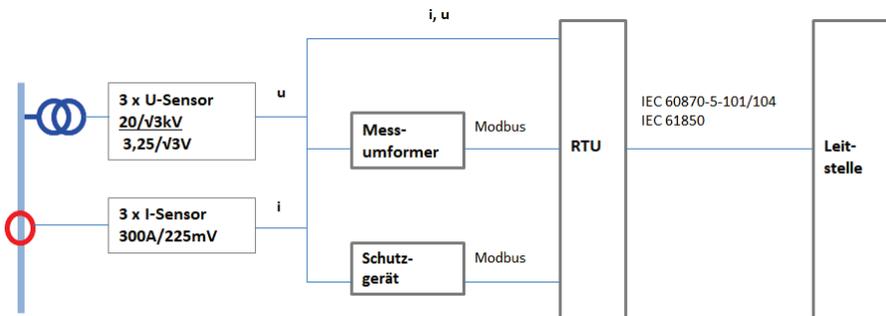


Abbildung 3: Zusammenwirken der U/I-Sensoren mit anderen Geräten

Die Sensoren sind kompatibel mit unterschiedlichen Geräten verschiedener Hersteller, wie Messwertumformer, Schutzgeräte und RTUs. Sichergestellt wird die Kompatibilität durch die Auslegung und Prüfung der U/I-Sensoren nach der internationalen Messwandlernorm IEC61869-6/10/11 (früher IEC60044-7/8). Damit sind zulässige Betrags- und Winkelfehler sowohl im normalen Betriebsbereich als auch im Fehlerfall eindeutig definiert. Gerade die Einhaltung der zulässigen Winkelfehler ist für die Richtungsbestimmung bei Erdschlussfehlern wichtig. Für die Genauigkeit des „Standard“ Sensors wurde Klasse 0,5 gewählt, so dass inklusive der Auswerteeinheit eine Gesamtgenauigkeit von 1% sichergestellt werden kann. Inzwischen sind die U/I-Sensoren auch in Klasse 0,2 verfügbar, und das für einen weiten Temperaturbereich von  $-25^{\circ}\text{C}$  bis  $+70^{\circ}\text{C}$ . Die U- und I-Sensoren sind bis Isolationsniveau 36/70/170 kV verfügbar.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Geometrie und der Anbauort der Sensoren. Besonders in kompakten Netzstationen mit SF<sub>6</sub>-isolierten MS-Schaltanlagen gibt es Platzprobleme, wie Abb. 4 veranschaulicht. Für konventionelle Spannungswandler fehlen der Hochspannungszugriff sowie der Platz zum Einbau an der MS-Schaltanlage. Beim üblichen Kabelanschluss an

der Schaltanlage über T-Stecker wird der U-Sensor Konus anstelle des Stecker-Schraubensatzes montiert, wie Bild 4 verdeutlicht. Die U-Sensoren sind für die gängigen Steckertypen erhältlich. Die Montage der U-Sensoren entspricht dem Vorgehen bei der Kabelprüfung.

Die I-Sensoren für die einzelnen Phasenströme und zur Erdschlusserfassung werden eingesetzt als teilbare Kabelumbauwandler oder als geschlossene Ringkernwandler in ein- oder dreipoliger Ausführung für die Montage im Durchführungsbereich. Die dreipolige Variante kann mit zwei oder drei Phasenstromsensoren und einem Summenstromsensor für die empfindliche Erdschlusserfassung ausgeführt werden.

Der U-Sensor und der teilbare I-Sensor ermöglichen damit eine einfache und schnelle Nachrüstung mit minimalem Eingriff an der Schaltanlage/ONS.



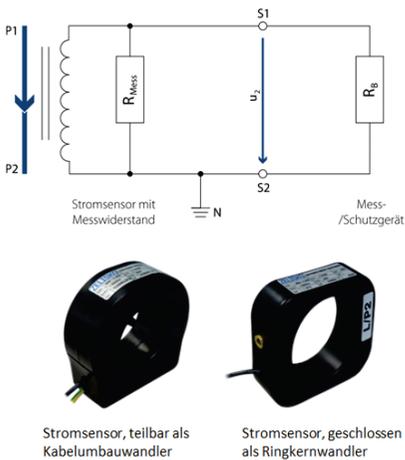
Abbildung 4: Anbau der U/I-Sensoren am Kabelabgang der MS-Schaltanlage

Durch die Auslegung der Sensoren und einer Reihe spezieller Prüfungen wird eine hohe Zuverlässigkeit gesichert. Wie normale Messwandler werden alle Sensoren im Werk stückgeprüft und mit einer Seriennummer versehen. Die Sensoren sind wartungsfrei. Eine aufwendige Kalibrierung vor Ort oder eine Fehlerkompensation über die angeschlossenen Geräte ist nicht erforderlich, was dem Wunsch vieler Kunden entgegenkommt und Zeit und Geld spart.

## 4. Stromsensor

Der Strom(I)-Sensor ist ein fast leistungsloser induktiver Kleinsignal-Stromwandler, dessen Sekundärwicklung den Primärstrom von z.B. 300 A über einen genauen Messwiderstand in

ein Spannungssignal von 225 mV umwandelt. Abb. 5 zeigt das Funktionsprinzip und typische Eckdaten. Dieser Stromsensor in Ringkernaufbau erfüllt sowohl die Genauigkeitsanforderungen der Messklasse 0,5 im Bereich 15 A (5%) bis 600 A (200%) als auch der Schutzklasse 5P20 bis zum 20-fachen Überstrom. Abb. 6 veranschaulicht die zulässigen und gemessenen Betrags- und Winkelfehler für die Messklasse.



#### Typische Eckdaten

- induktiver Kleinsignal-Stromwandler mit Messwiderstand nach IEC 61869-6 und -10 (bisher IEC 60044-8)
- Isolationsniveau: 0,72/3 kV
- Primärstrom: 300A, ext. 200 %
- Ausgangssignal: 225 mV @ 300 A
- Klasse: 0,5 & 5P20
- Nennbürde:  $\geq 20\text{k}\Omega$
- Temperaturbereich Betrieb:  $-25^\circ\text{C} \dots +55^\circ\text{C}$

Abbildung 5: Strom (I) – Sensor: Funktionsprinzip und Eckdaten

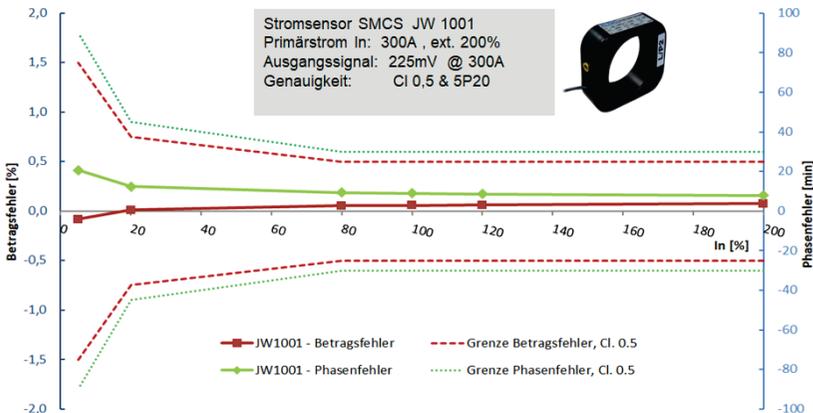
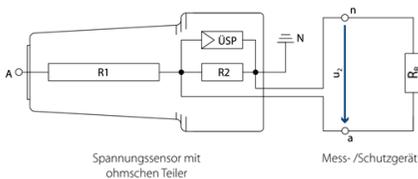


Abbildung 6: Zulässige und gemessene Betrags- und Winkelfehler bei 50 Hz

## 5. Spannungssensor

Abb. 7 zeigt das Funktionsprinzip und typische Eckdaten der Spannungs(U)-Sensoren als ohmsche Teiler. Durch zwei Widerstandselemente wird das Primärspannungssignal so geteilt, dass bei primärseitiger Nennspannung von z.B.  $20/\sqrt{3}$  kV ein Ausgangssignal von  $3,25/\sqrt{3}$  V erreicht wird. Die Bürde  $R_B$  an  $u_2$  muss auf  $R_2$  abgestimmt sein, damit das Teilverhältnis nicht unzulässig beeinflusst wird. Der Überspannungsableiter dient dem Schutz der angeschlossenen Geräte.



### Typische Eckdaten

- Kleinsignalwandler mit ohmschen Teiler nach IEC 61869-6 und -11 (bisher IEC 60044-7)
- Primärspannung: max.  $30/\sqrt{3}$  kV
- Ausgangssignal:  $3,25/\sqrt{3}$  V
- Klasse 0,5 & 3P
- Nennbürde: 200k $\Omega$ , 350 pF
- Temperaturbereich Betrieb: - 25°C .. +55°C
- geprüft mit gängigen Kabel-T-Steckern



Abbildung 7: Spannungs(U)-Sensor: Funktionsprinzip und Eckdaten

Kabelprüfungen mit Gleichspannung oder VLF (0,1Hz) sind ohne Demontage der U-Sensoren in der Gegenstation möglich. Aufgrund der Bauweise als ohmsche Teiler entfallen Kipp-schwingungsrisiken, d.h. es sind keine Dämpfungswiderstände mehr notwendig.



Abbildung 8: Sensorvarianz für unterschiedliche Anwendungsfälle

## 6. Sensorvarianz

Neben diesen beschriebenen Sensoren wurden für die unterschiedlichen Anwendungsfälle bei gas- und luftisolierten Schaltanlagen diverse andere Ausführungen und Geometrien mit kundenspezifischen Daten und Ausprägungen entwickelt, wie die Auswahl in Abb. 8 zeigt. So wurde z.B. die Gost-Zulassung für Russland erteilt, d.h. Nachweis der Einsatzfähigkeit und Genauigkeit der Sensoren für Temperaturen bis  $-40^{\circ}\text{C}$ .

## 7. Messung hochfrequenter Oberschwingungen

Messwandler nach IEC-Standard sind nur für die Grundfrequenz von 50Hz ausgelegt und typgeprüft. Wie in der Fachwelt bekannt ist, übertragen konventionelle induktive Strom- und Spannungswandler mit Eisenkern und Kupferwicklung höhere Frequenzen nur sehr unzureichend. Je nach Fabrikat/Bauart können durch Resonanzverstärkung oder Dämpfung sehr hohe Messfehler auftreten. Neu ist, dass für Strom- und Spannungs-Sensoren nach IEC 61869-6, Anhang 6A auch Messtoleranzen für Oberschwingungen bis 3 kHz vereinbart werden können. Zelisko-U/I-Sensoren wurden mit Zusatzaßnahmen für eine saubere Übertragung der Oberschwingungen auch über die 3 kHz hinaus bis 9 kHz ertüchtigt und erfolgreich geprüft, wie Abb. 9 für einen I-Sensor Klasse 0,5 zeigt. Für den Bereich von 3 bis 9 kHz werden die gleichen Fehlergrenzwerte wie für 1,5 bis 3 kHz eingehalten.

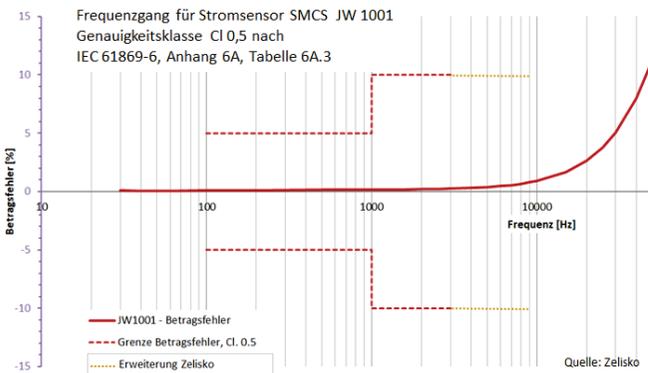


Abbildung 9: Frequenzgang für Stromsensor SMCS JW 1001



**Dipl.-Ing. Markus Urban** studierte Energie- und Automatisierungstechnik an der TU Wien mit einem Auslandsaufenthalt an der Loughborough University. Seit 2012 ist er für die Firma Zelisko im Bereich Energy tätig. Als Entwicklungsingenieur befasst er sich mit der Entwicklung und Produktion von Messkomponenten für die Mittel- und Hochspannungsebene. Zu seinen Arbeitsschwerpunkten gehören die Weiterentwicklung und Produktbetreuung der Mittelspannungssensortechnik sowie die Auslegung von kundenspezifischen Transformatoren. Seit 2019 ist er als Teamleiter für „Electrical Design and Technical Sales“ tätig.

## *Session 4*

*In Zukunft alles anders?*

# *How reliable are smart power grids?*

Fabian Möhrke, Institute of Power System Engineering, University of Wuppertal,  
moehrke@uni-wuppertal.de

Kristof Kamps, Institute of Power System Engineering, University of Wuppertal, kamps@uni-wuppertal.de

Markus Zdrallek, Institute of Power System Engineering, University of Wuppertal,  
zdrallek@uni-wuppertal.de

**Abstract** – In the research project AEWene, a detailed analysis of the impact of different developments in distribution grids in Germany, all connected to the transition of the energy system, was conducted. The focus of the analysis was on the development of customer and generation reliability. Therefore, the conventional analytical reliability analysis has been enhanced to a smart reliability analysis. Amongst the enhancements, new Markov models for distributed generation units, storage units and smart grid equipment have been developed. In order to derive a comprehensive proposition concerning the development of reliability of low-voltage and medium-voltage grids, the smart reliability analysis has been applied on target grid variants with a scenario-based supply task of 2050. The results indicate that the introduction of smart grid equipment does not essentially change the customers' electrical power availability.

## **1. Background**

Due to the energy transition, the German energy supply system is undergoing an unprecedented change, which will also affect supply reliability due to the increasing number of smart grid technologies, decentralised generation units (DG), decentralised storage units and the future load behaviour of customers (e. g. electric vehicles [EV]). In the future, distribution networks in particular will continue to be affected by changes resulting from additional tasks, e. g. ancillary services.

In order to analyse future developments in distribution grids, three scenarios have been developed within the research project AEWene (see Figure 1). Between the three scenarios, distinctions have been made considering additional DG and increasing consumption by electric vehicles in distribution grids.

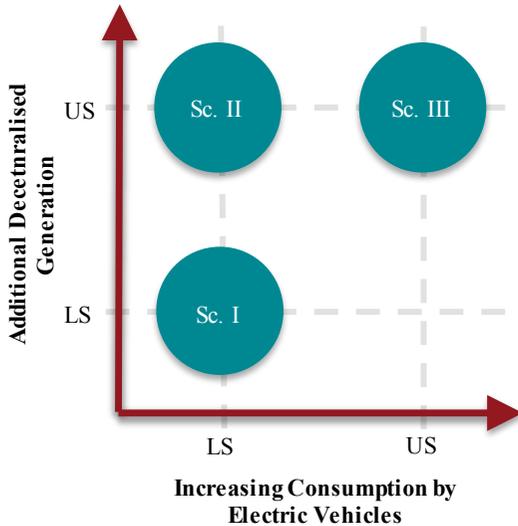


Figure 1: Scenarios in AEwene.

LS: Lower Scenario, US: Upper Scenario, Sc.: Scenario.  
Detailed description of scenarios in [1]

## 2. Reliability Modelling

In order to assess the future reliability of distribution grids and analyse non-availability indices of customer and DG, several enhancements of the conventional analytical reliability calculation method had to be made. Figure 2 gives an overview on the reliability assessment procedure and the enhancements within AEwene. An overview of the particular enhancements and descriptions can be found in [1].

New load elements, such as electric vehicles or flexible loads, were considered as additional loads within distribution grids. For the following technologies a reliability modelling, including RBD and Markov models, has been carried out:

- DG technologies [2, 3], including
  - Photovoltaic power units (PV),
  - Wind Turbines,
  - Biomass generation units,
  - Run-of-river power stations
- Smart grid equipment [4, 5], including

- Regulated distribution transformer,
- Decentralised Network Automation system,
- Line Voltage Regulators,
- Voltage-Regulated Power Transformers

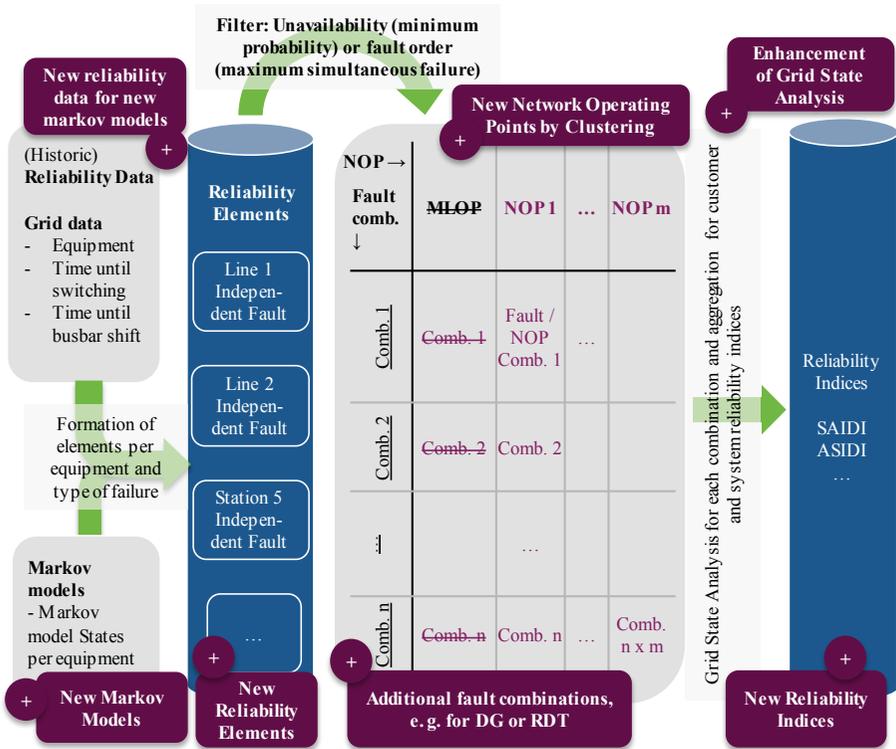


Figure 2: Procedure of conventional reliability assessment and enhancements within AEWene (violet) [1]. NOP: Network Operating Point, MLOP: Maximum Load Operating Point, Comb.: Combination.

For the purpose of analysing the impact of component and equipment failure, reliability block diagrams (RBD) and Markov models for each investigated technology have been developed. For instance, Figure 3 shows a reliability block diagram of a distributed generation unit (PV) with two main strings.

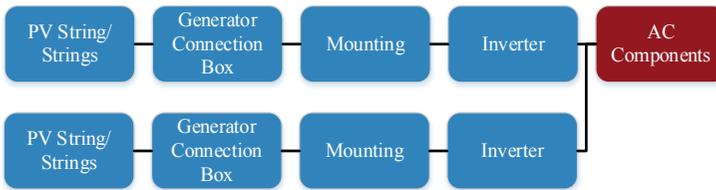


Figure 3: Reliability Block Diagram for PV systems in LV and MV grids

In order to model representative generation unit designs, a literature research of existing plants based on [6] has been conducted. Based on the results, a generic 4-state Markov model was developed for photovoltaic power plants, wind turbines, biomass units and run-of-river power stations (see Figure 4). Furthermore, as an example for smart grid equipment, the Markov model of an RDT is shown in Figure 4.

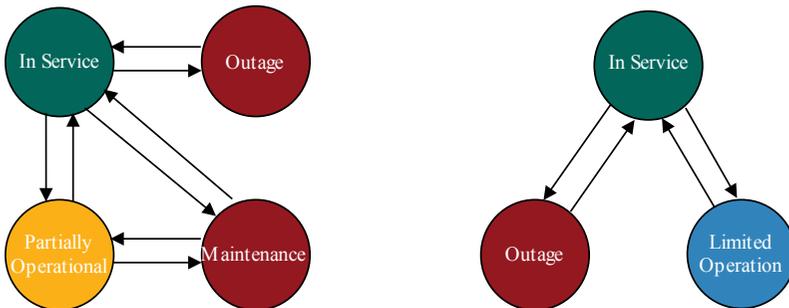


Figure 4: Markov models with transition rates for DG units of the analysed technologies (left) and for RDT (right) [1].

### 3. Future Reliability Assessment Methodology

For the purpose of assessing the development of reliability in distribution grids, a total of 9 low-voltage (LV) and 3 medium-voltage (MV) grids have been analysed. For each grid, the following steps have been conducted:

- (1) Scenario development: The development of the supply task, including distributed generation, storage and load (e. g. electric vehicles), has been conducted. In total, three scenarios with different emphases on load and generation have been applied.
- (2) Target grid planning: For each scenario and each power grid, necessary grid expansion measures for the future supply task have been determined. In order to derive a

realistic proposition, two projection years (2030 and 2050) have been taken into account. In order to gain comparable results, cash value method was applied.

Wherever applicable, smart grid expansion solutions have been applied, resulting in a variety of conventionally and innovatively planned LV and MV power grids.

- (3) Based on the target grid variants, reliability analyses have been carried out. In the first step, conventional reliability analyses, where the project enhancements are not considered, have been conducted. In the second step, smart reliability calculations, considering new network operating points and malfunction of generation units, storage units and smart grid equipment, e. g. RDT, have been conducted.

## 4. Case Studies

Out of the variety of results, the focus in this contribution is on the comparison of expansion costs and corresponding reliability impact when using conventional grid expansion measures and RDT (innovative grid expansion measure). For LV grids, where RDT were an applicable expansion solution, results are shown in Figure 5.

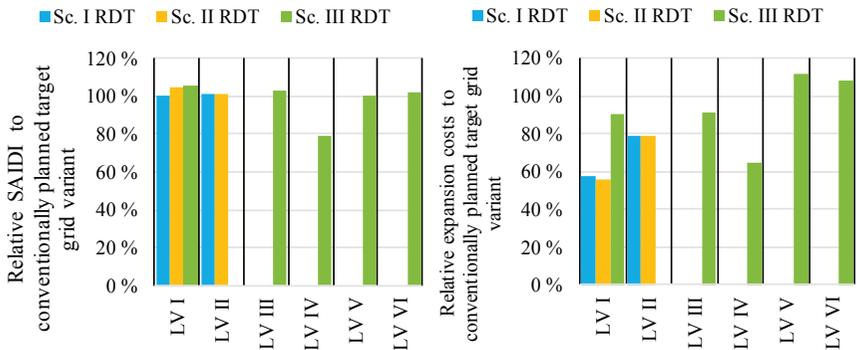


Figure 5: Reliability results (SAIDI, left) and grid expansion costs (right)

In Figure 5, reliability results and grid expansion costs are shown relatively to the corresponding conventional target grid variant. For non-availability of customers in LV grids, SAIDI (see [7] for definition) is shown as reliability index.

Considering the different scenarios, the highest amount of grid expansion measures was induced in scenario III (high increase of EV, low increase of DG). In some cases (e. g. LV IV Sc. III), this resulted in major changes of customers' non-availability. This is mainly due to the replacement of belted cables by PVC-insulated cables.

Concerning expansion costs, target grids considering an RDT induce substantially lower costs on average (mean reduction of about 18.3 %, up to 44.5 % in LV I, Scenario II). However, in some cases (LV V & VI, Scenario III) the expansion costs with RDT are higher.

In the examined grids, this is due to cable routes which are necessary in conventional target grid variants and can be neglected when considering voltage regulation. Correspondingly, these missing routes do not decrease the customer availability. However, additional voltage regulation by RDT is not always applicable in distribution grids, as a certain homogeneity between the branches within the grid has to be given.

The impact of smart grid equipment malfunction on generation units is larger than on customers. Within the target grid planning, smart grid equipment in the considered LV grids was often installed for solving DG-induced *contingencies*. Hence, simulated malfunctions of these components potentially lead more often to the non-availability of DG units than to the non-availability of customers.

In general, the reliability of the target grid variants where an RDT was considered, was on the same level as the corresponding conventional target grid variants. Out of the shown results, a mean decrease of SAIDI (increase of customer availability) of about 0.3 % was calculated. Neglecting LV grid IV (outlier) results in a mean increase of SAIDI of 2.3 %. When applying an RDT, the occurrences of undervoltages are more often in comparison to the conventional variant; however, this does not induce a significant difference in reliability indices. Overall, the impact on customer non-availability in the analysed grids is low.

## 5. Conclusion

In conclusion, a total of 12 grids were planned with conventional and innovative grid measures (if applicable). As it can be seen from the results, applying an RDT results in lower grid expansion costs on average, whereas the impact on customer non-availability in the analysed grids is low.

## 6. Acknowledgement

This contribution contains results from research project AEWene which was funded by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy based on a decision by the German Bundestag.

Supported by:



on the basis of a decision  
by the German Bundestag

**STROMNETZE**

Forschungsinitiative der Bundesregierung

## 7. Literature

- [1] Awater et. al., **AEwene - Auswirkungen der Energiewende auf die Versorgungszuverlässigkeit von Verteilungsnetzen**. Final Report, Wuppertal, Erlangen, 2019. Available at <https://www.tib.eu/suchen/id/TIBKAT:1671620178/>
- [2] Möhrke, F.; Kamps, K.; Zdrallek, M.; Awater, P.; Schwan, M.: **Modelling of decentral energy resources in distribution grids for reliability calculation**  
Proceedings of the International ETG Congress 2017, Bonn (2017)
- [3] Möhrke, F.; Kamps, K.; Awater, P.; Ettinger, A.; Schwan, M.; Zdrallek, M.: **Innovative Konzepte zur zuverlässigkeitstechnischen Modellierung von dezentralen Energiewandlungsanlagen**  
Tagungsband zur 4. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin (2017)
- [4] Kamps, K.; Möhrke, F.; Zdrallek, M.; Awater, P.; Schwan, M.: **Modeling of Smart Grid Technologies for Reliability Calculations of Distribution Grids**  
Proceedings of the 20th Power Systems Computation Conference, Dublin, Ireland (2018)
- [5] Kamps, K.; Möhrke, F.; Zdrallek, M.; Awater P.; Schwan, M.; Osterholt, A.; Aschenbroich, F.: **Reliability Calculations with Smart Grid Technologies in Distribution Grids**  
Proceedings of the 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2019), Madrid (2019)
- [6] **Anlagenstammdaten der vier Übertragungsnetzbetreiber**, 2016. [Online]. Available at: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>. [Accessed: 09-Apr-2019].
- [7] IEEE Standards Association, "**IEEE 1366-2012 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices**," 2012.





---

# ComForEn 2019

---