



OVE-Energietechnik-Tagung 2024

Digitalisierung des Energiesystems: KI-Lösungen für die Energietechnik/-wirtschaft

Elektrische Speichersysteme: Pumpspeicher, Batterien und Systemintegration der E-Mobilität

Notwendige Rahmenbedingungen für die Energie- und Elektrizitätsmärkte

IMPRESSUM

Herausgeber: OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik
Eschenbachgasse 9, 1010 Wien
Inhalt: Monika Wagner, Christian Gasser, OVE Marketing,
Martin Cichy OVE Energietechnik
Layout und Satz: beesign.com
Foto: Cover: iStock/hrui
Druck: druck.at

Personenbezogene Formulierungen: Aus Gründen der Textökonomie werden in diesem Bericht weibliche Formen nicht explizit angeführt.
Wir weisen jedoch ausdrücklich darauf hin, dass sich alle personenbezogenen Formulierungen grundsätzlich gleichermaßen auf Frauen und Männer beziehen.

ISBN-Nr: 978-3-903249-26-4

www.ove.at

Band 114 der OVE-Schriftenreihe



OVE-Energietechnik-Tagung 2024

Digitalisierung des Energiesystems: KI-Lösungen für die Energietechnik/-wirtschaft

Elektrische Speichersysteme: Pumpspeicher, Batterien und Systemintegration der E-Mobilität

Notwendige Rahmenbedingungen für die Energie- und Elektrizitätsmärkte

Salzburg, 16. und 17. Oktober 2024

Band 114 der OVE-Schriftenreihe

DANKE! Wir bedanken uns bei unseren Partnern für ihre Unterstützung!

PLATINUM PARTNER



GOLD PARTNER



für eine lebenswerte Zukunft!



HITACHI



Janitza®

Life Is On



SILBER PARTNER



STARTUP PARTNER



GREENPORT

BRONZE PARTNER



SIEMENS



Vorwort zur OVE-Energietechnik-Tagung 2024



Vorwort zur OVE-Energietechnik-Tagung 2024

In einer extrem guten OVE-Stimmung darf ich heuer das Vorwort zur OVE-Tagung 2024 schreiben. Zwar etwas später als geplant, aber (m)ein Sommerurlaub mit einigen sportlichen Aktivitäten hat wieder die volle Aufmerksamkeit erfordert. Da sind ein paar andere Dinge etwas „liegen“ geblieben...

Nun war das OVE-Team Wien (mit Verstärkung aus Graz) vor Kurzem beim Business Run vertreten und hat eine Menge Spaß, gute Stimmung und einen „leiwanden“ Lauf auf der Wiener Donauinsel bei traumhaften spätsommerlichen Bedingungen erlebt. In solchen Situationen muss man reflektieren und stellt immer wieder fest, „wie gut es uns geht“. Man verspürt eine Dankbarkeit dafür, dass wir auf diesem Teil der Erde leben (dürfen).



Am nächsten Morgen in den Nachrichten zeigen sich wieder Negativ-Schlagzeilen, Krisen – neue und andere Krisen (die ich gar nicht wiedergeben möchte) – sowie Kriegsereignisse, erneute (lokale) Umwelt- und Unwetterkatastrophen diesen Sommer und: Auch Wahlen stehen wieder an. Die Welt und Gesellschaft verändern sich. Wir müssen handeln und sollten mehr auf ein Miteinander als auf „einer gegen den anderen“ fokussieren, egal ob bei der Nationalratswahl in Österreich, in Europa oder in Bezug auf andere Gesellschaften und Kontinente. Es liegt an uns, was wir daraus machen, gesellschaftlich, politisch sowie zum Schutz der Umwelt und Abwendung der Klimakrise.

Nach dieser kurzen (Selbst-)Reflexion nun zum Einstieg in den Herbst 2024 und das wohlwissend, dass ich hier Themen anteaussere, die zum Zeitpunkt Ihres Lesens (im Vergleich zum Zeitpunkt meines Schreibens) schon mehr Klarheit erfahren haben. Zum Zeitpunkt Ihres Lesens wissen wir zumindest die Podestplätze der Nationalratswahl in Österreich – wie schnell wir eine neue Bundesregierung haben werden, wird sich dann weisen. Diese neue Bundesregierung wird gut daran tun, wichtige Gesetzesvorhaben für die Beschleunigung der Energiewende, die bis dato verzögert bzw. nicht mehr verabschiedet wurden, auf den Weg zu bringen. Wichtige **Rahmenbedingungen** und gesetzliche Regelungen fehlen nach wie vor, weshalb dieser Themenbereich bei der heurigen OVE-Energietechnik-Tagung ebenfalls eine Rolle spielt.

Die weiteren Schwerpunkte 2024 sind die Themenblöcke **Elektrische Speichersysteme** mit Pumpspeicher, Batterien und Systemintegration der E-Mobilität, die neben leistungsfähigen Stromnetzen und nötigen Flexibilisierungen einen sehr wichtigen Baustein der Energiewende darstellen. Ein großes Augenmerk haben wir heuer auf die Digitalisierung des Energiesystems mit **KI-Lösungen für die Energietechnik/-wirtschaft** sowie auf Cybersicherheit gelegt. Diese neuen Technologien eröffnen neue Möglichkeiten, und nun gilt es, diese bestmöglich zum Nutzen der Gesellschaft und Technik einzusetzen. Der Einsatz von extremer Rechen- und Logikleistung benötigt und „verbraucht“ auch eine große Menge an (grüner) elektrischer Energie und sollte demnach möglichst zielgerichtet geschehen. Nach dem definitiven Hype um KI ist es hier ohnehin auch wieder etwas ruhiger geworden, und bestimmte Regulierungen sowie ein achtsamer Umgang mit Datenschutz sind ebenso angebracht. Schüler:innen sollten nun ihre Hausaufgaben wieder vermehrt selbst schreiben, und die wahren Abenteuer im Leben sind ohnehin „analog“.

Zum Ende des Vorworts ist es mir ein großes Anliegen, mich ganz herzlich bei all jenen zu bedanken, die die Tagung in dieser Form möglich gemacht haben – dazu zählen insbesondere die Sponsoren (vor allem Hauptsponsor Salzburg AG), die Keynote Speaker und alle Vortragende sowie alle Teilnehmer:innen. Weiters möchte ich den Geschäftsführer der OVE-Energietechnik, Martin Cichy, sowie die Kolleginnen und Kollegen von der OVE-Geschäftsstelle erwähnen – ohne diese vielen helfenden Hände wäre es nicht möglich, eine Veranstaltung auf die Beine zu stellen, die nun knapp 300 Teilnehmer:innen umfasst.

In diesem Sinne wünsche ich alles Gute, und mögen sich einige Sachen auf der Welt wieder in die richtigere oder eine bessere Richtung entwickeln. Leben wir die Energiewende. Gehen wir mit gutem Beispiel voran, um den Lebensraum und unseren Planeten weiterhin lebenswert zu erhalten. In Vorfreude auf eine spannende OVE-Energietechnik-Tagung 2024 und darauf, Sie/Euch im „Wohnzimmer der elektrischen Energietechnik“ in Salzburg begrüßen zu dürfen, verbleibe ich

mit herzlichen Grüßen,

Herbert Popelka

Vorstandsvorsitzender der OVE-Energietechnik

Herbert Popelka, Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, IZD Tower, 1220 Wien, Österreich
herbert.popelka@apg.at

Vorwort des Tagungsbandes (Band 114 der OVE-Schriftenreihe) anlässlich der OVE-Energietechnik-Tagung, 61. Fachtagung der Energietechnik-Branche, die am 16. und 17. Oktober 2024 in Salzburg stattfand.

VORWORT



Liebe Tagungsteilnehmerinnen, liebe Tagungsteilnehmer,

die OVE-Energietechnik-Tagung, die heuer in Salzburg stattfindet, ist seit vielen Jahren der Fixpunkt der Energietechnik-Branche.

Zentrale Themen der Branche sind nach wie vor die Energiewende, der dazu erforderliche Um- und Ausbau unseres Energiesystems und die dafür notwendigen Rahmenbedingungen. Die heurige Tagung beschäftigt sich schwerpunktmäßig mit dem Thema Digitalisierung der Netze, wobei neue Möglichkeiten durch den Einsatz von KI und maschinellem Lernen im Mittelpunkt stehen. Hier sollen erste Erfahrungsberichte einen Eindruck über die vielfältigen Möglichkeiten bieten. Einen weiteren Schwerpunkt bilden Speichersysteme, die im Zusammenhang mit der forcierten Nutzung erneuerbarer Energieträger notwendig sind, um das schwankende Energiedargebot zu kompensieren und so die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten. Und nicht zuletzt werden die dringend erforderlichen Rahmenbedingungen wie ElWG und EABG als Voraussetzung für Investitionssicherheit und das Funktionieren des zukünftigen Energie- und Strommarkts diskutiert.

Gleichstrom wird zunehmend als Alternative zu Wechselstrom für gewisse Anwendungen diskutiert, der OVE beschäftigt sich im Zuge seiner DC-Initiative seit mehr als zwei Jahren mit der Thematik. Im Rahmen des seit einigen Jahren etablierten und beliebten Tutoriums diskutiert Bernhard Klöckl die Gründe, Grundlagen, Anwendungen und Auswirkungen von DC-Technologie.

Wie jedes Jahr werden auch bei dieser Tagung wieder die OVE-Energietechnik-Preise und der Prof. Werner Rieder-Preis vergeben, die Gewinnerinnen und Gewinner werden ihre preisgekrönten Arbeiten am Beginn des zweiten Tags präsentieren. Neben der Auszeichnung hervorragender Abschlussarbeiten lädt die OVE Energietechnik auch dieses Jahr wieder OVE Young Engineers zur OVE-Energietechnik-Tagung ein und fördert damit den Dialog zwischen Studierenden, Absolvent:innen und Expert:innen der Branche als Beitrag für einen fachlichen Meinungsaustausch und damit einer erfolgreichen Umsetzung der Energiewende.

Ich möchte mich an dieser Stelle bei allen Vortragenden sowie bei Herbert Popelka, Martin Cichy und meinen Kolleg:innen im OVE für die Organisation herzlich bedanken. Mein Dank gilt auch allen Sponsoren, die die OVE-Energietechnik-Tagung durch ihre Unterstützung ermöglicht haben. Damit wünsche ich Ihnen, sehr geschätzte Teilnehmerinnen und Teilnehmer, eine interessante Tagung und einen inspirierenden Gedankenaustausch mit Ihren Kolleginnen und Kollegen.

Peter Reichel
OVE-Generalsekretär

Peter Reichel, OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Eschenbachgasse 9, 1010 Wien, Österreich
redaktion@ove.at





**OHNE
UNS LÄUFT
NIX!**

**WEGBEREITER*IN
GESUCHT!**



Arbeiten Sie gemeinsam mit uns an den Lebensadern der Stadt. Entdecken Sie unser großes Netz an Möglichkeiten.

[wienernetze.at/karriere](https://www.wienernetze.at/karriere)



VORWORT



Liebe Tagungsteilnehmerin, lieber Tagungsteilnehmer,
die 61. OVE-Energietechnik-Tagung in Salzburg startet ambitioniert: Das runde Jubiläum im Vorjahr in Klagenfurt brachte einen neuen Teilnehmerrekord. Ein großer Erfolg, an den wir dieses Jahr gerne anschließen wollen.

Die Aktualität der Themen ist jedenfalls ungebrochen: Vom Ausbau der Stromnetze und der Flexibilitäten durch zusätzliche Speicherkapazitäten über neue Möglichkeiten durch den Einsatz Künstlicher Intelligenz in der Energietechnik und die Integration von Elektromobilität ins System bis hin zu Cyber Security reicht die Themenpalette dieses Jahr. Gemeinsam diskutieren wir aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze für den Umbau unseres Energiesystems.

Geeignete Rahmenbedingungen sind eine wesentliche Voraussetzung für den Erfolg der Energiewende. Der Zukunftspakt der österreichischen E-Wirtschaft skizziert die notwendigen Schritte, um die gesteckten Ziele zu erreichen. Doch was Reformen angeht, ist Österreich kein einfaches Pflaster. Die Verzögerungen beim Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) und beim Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG) haben das zuletzt leider einmal mehr bewiesen. Bleibt zu hoffen, dass die neue österreichische Regierung der Energiewende klare Priorität gegenüber der Tagespolitik einräumen und rasche Schritte setzen wird. Welche Rolle die Neuverteilung der politischen Kräfte in Europa insgesamt spielt, wird im Rahmen der Tagung ebenfalls thematisiert.

Eine weitere Herausforderung beschäftigt die gesamte Energiebranche intensiv: Wir benötigen dringend qualifizierte Fachkräfte. Um den – vor allem auch weiblichen – Nachwuchs für die Branche zu gewinnen, setzen Unternehmen und Verbände zahlreiche Initiativen. Die Imagekampagne „Join the Future“ des OVE gemeinsam mit Branchenpartnern präsentiert Schülerinnen und Schülern die Elektrotechnik – und insbesondere die Energietechnik – als kreatives und innovatives Fach mit den Lösungen für eine nachhaltige Zukunft.

Es freut uns daher ganz besonders, dass wir bei der OVE-Energietechnik-Tagung jedes Jahr auch zahlreiche OVE Young Engineers begrüßen dürfen. Sie haben sich bereits für eine Ausbildung in der Elektrotechnik entschieden und sie werden es sein, die das Energiesystem in der Zukunft gestalten.

In diesem Sinne: Tauchen Sie ein in den aktuellen Stand der Forschung, informieren Sie sich über innovative Projekte, diskutieren Sie mit Branchenkolleginnen und -kollegen und erweitern Sie Ihr persönliches Netzwerk. Ich wünsche Ihnen zwei informative und abwechslungsreiche Tage bei der 61. OVE-Energietechnik-Tagung.

Gerhard Fida
OVE-Präsident

Gerhard Fida, OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Eschenbachgasse 9, 1010 Wien, Österreich
redaktion@ove.at



**Mit Sicherheit
bestens vernetzt.**

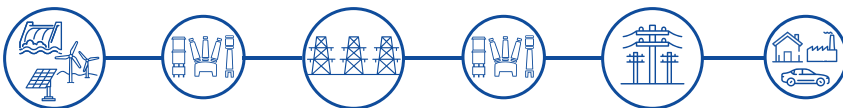
GEMEINSAM SIND WIR STARK: Der OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik ist eine Vereinigung von Unternehmen, Institutionen, Expert/innen und Interessent/innen aus dem gesamten Bereich der Elektrotechnik und Informationstechnik. Mit dem klaren Ziel, das Ansehen der Branche und die Entwicklung des Berufsstandes zu fördern. Weiters unterstützt der OVE den Fortschritt von Technik und Wissenschaft und gestaltet die Zukunft aktiv mit.

ove.at



The **future** of energy is **now**. And it's **extraordinary**.

Unsere Vision einer nachhaltigen Zukunft beginnt mit einem umweltfreundlichen Portfolio an Hochspannungsprodukten und -systemen, das Ihnen von unserem engagierten, internationalen Team zur Verfügung gestellt wird.



Unsere Mission ist es, Sie von der Stromerzeugung über die Übertragung und Verteilung bis hin zu den Stromverbrauchern bei ihrem Übergang zu sauberer Energie und einer grüneren Welt zu unterstützen.

Entdecken Sie unsere innovativen
Produkte und Lösungen:

www.trench-group.com



TRENCH
Sense the **Power**

BESUCHEN SIE UNS AUF DER OVE-ENERGIETECHNIK-TAGUNG IN SALZBURG | 16-17 OKTOBER 2024

PROGRAMM – Mittwoch, 16. Oktober 2024

- ab 11:00 Registrierung der Teilnehmer:innen - Get together & Fingerfood
- 12:00 **Begrüßung**
Gerhard FIDA | OVE-Präsident | Herbert POPELKA | Vorstandsvorsitzender der OVE Energietechnik
- 12:15 **Keynote 1: Energiewende 2030: Innovative und nachhaltige Lösungen mit und für unsere Kund:innen**
Herwig STRUBER | Salzburg AG
- 12:40 **Keynote 2: „Erneuerbare“ und „Energiespeicher“: Die untrennbaren Geschwister der Energiewende**
Wolfgang KOFLER | TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG
- 13:05 **Keynote 3: Welche Zukunft hat die Energiewende?**
Walter BOLTZ | Berater BMK
- 13:30 **Keynote 4: Versuch macht klu'ch - Beyond ChatGPT: Reinforcement Learning, der CoPilot im Control Room**
Markus KASINGER | Austrian Power Grid & Clemens Wasner | EnliteAI.
- 14:30 Pause, Networking & Poster Session
- Session 1: Notwendige Rahmenbedingungen für die Energie- und Elektrizitätsmärkte**
- 15:30 **Marktregeln für ein 100 % erneuerbares Stromsystem: Neuerungen zu Netzzugang, Netznutzung und Systemführung im EIWG**
Gerald KALT | E-Control
- 15:55 **Betrachtung der Rahmenbedingungen zur Integration und Forcierung von Systemnutzen für Elektrische Speichersysteme**
Christoph WANZENBÖCK | Technologieplattform Smart Grids Austria
- Tutorium: We Will Rock You: AC/DC und die Energiewende**
- 16:20 **AC, DC und die Energiewende**
Bernd KLÖCKL | TU Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe
- 17:20 **Zusammenfassung des ersten Tages**
Herbert POPELKA | Vorstandsvorsitzender der OVE Energietechnik
- 17:30 **Networking**
Besuchen Sie unsere Partner. Nähere Informationen erhalten Sie direkt an der Ausstellungsfläche.
- Abendveranstaltung powered by HITACHI ENERGY**
- ab 19:30 **Abendveranstaltung im Hotel IMLAUER**
Verleihung OVE-Energietechnik-Preise
Verleihung Prof. Werner Rieder-Preis
Verleihung „Best Poster Award“
Gewinnspiel: Umweltticket

PROGRAMM – Donnerstag, 17. Oktober 2024

09:00 Präsentationen der Preisträger:innen

Session 2: Elektrische Speichersysteme: Pumpspeicher, Batterien und Systemintegration der E-Mobilität

- 10:00 **Pumpspeicherkraftwerk Ebensee - Der grüne Energiespeicher für Oberösterreich**
Norbert RECHBERGER | Energie AG Erzeugung GmbH Pumpspeicherkraftwerk Ebensee - Die grüne Batterie Oberösterreichs
- 10:25 **Energiespeicher in kombinierten Wind- und PV-Hybridparks: Enabler der Energiewende**
Stefan HASLINGER | Schubert CleanTech GmbH
- 10:50 **Spotmarkt getriebene vs. netzdienliche Ladeinfrastruktur: Elektromobilität im Fokus der Energiewende**
Julia VOPAVA-WRIENZ | Montanuniversität Leoben
- 11:15 Moderierte Postersession im Ausstellerbereich
- 11:45 Lunch Break powered by TRENCH GROUP
- 13:00 Mittagessen & Networking

Session 3: Digitalisierung des Energiesystems: KI-Lösungen

- 13:00 **Anwendung und Integration von datengetriebenen Modellen zur Hochspannungskabel-optimierung - von First Principle zu Flight-ready**
Florian AINHORN | Wiener Netze GmbH
- 13:25 **AI im Übertragungsnetz von Austrian Power Grid**
Pascal PLANK | Austrian Power Grid AG (APG)
- 13:50 **KI zur Überwachung der Schaltapparate in Umspannwerken**
Werner SCHOEFFER | Artemes GmbH
- 14:15 Kaffeepause, Networking - Coffee Break powered by TRENCH GROUP

Session 4: Digitalisierung des Energiesystems: Innovationen & Cyber Security

- 15:00 **Verteilnetztransparenz: Wegbereiter für effektive Flexibilitätsnutzung in der Zukunft**
Werner BRANDAUER | Siemens AG Österreich
- 15:25 **NIS 2 & Cyber Resilience Act – was kommt bezüglich Cybersecurity auf uns zu?**
Stephan HUTTERER | CyberUp GmbH
- 15:50 **Cyber-Resilienz im Stromnetz: OT-Schwachstellenmanagement in der Praxis**
Christian BRAUNER | OMICRON electronics GmbH
- 16:15 **Zusammenfassung und Verabschiedung**
Herbert POPELKA | Vorstandsvorsitzender der OVE-Energietechnik
- 16:30 Ende der Veranstaltung

INHALT - Vorträge

- 14 **Marktregeln für ein 100 % erneuerbares Stromsystem: Neuerungen zu Netzzugang, Netznutzung und Systemführung im EIWG**
Gerald Kalt, Sven Kaiser, Michael Berger, Christine Materazzi-Wagner
- 18 **Betrachtung der Rahmenbedingungen zur Integration und Forcierung von Systemnutzen für elektrische Speichersysteme**
Christoph Wanzenböck, Stefan Vögel
- 22 **Pumpspeicherkraftwerk Ebensee – der grüne Energiespeicher für Oberösterreich**
Norbert Rechberger, Klaus Höller
- 26 **Energiespeicher in kombinierten Wind- und PV-Hybridparks: Enabler der Energiewende**
Stefan Haslinger
- 28 **Spotmarkt-getriebene vs. netzdienliche Ladeinfrastruktur: Elektromobilität im Fokus der Energiewende**
Julia Vopava-Wrienz, Maximilian Rock, Ahmad Fayyaz Bakhsh, Thomas Kienberger
- 32 **Anwendung und Integration von datengetriebenen Modellen zur Hochspannungs-Kabel optimierung – von First Principle zu Flight-Ready**
Florian Ainhirn
- 36 **AI im Übertragungsnetz von Austrian Power Grid**
Pascal Plank
- 38 **KI zur Überwachung der Schaltapparate in Umspannwerken**
Werner Schöffner, Georg Achleitner, Jürgen Plesch, Wolfgang Huska
- 40 **Distribution Network Transparency: Paving the Way for Effective Flexibility Utilization in the Future**
Werner Brandauer
- 44 **NIS 2 & Cyber Resilience Act – Was kommt in der Cyber Security auf uns zu?**
Stephan Hutterer
- 48 **Cyber-Resilienz im Stromnetz: OT-Schwachstellenmanagement in der Praxis**
Andreas Klien, Christian Brauner

INHALT - Poster

- 52 **Diagnose und Klassifikation von PV-Systemen mittels Elektrolumineszenz und KI**
Marlene Loidl, Lohiya Sathishkumar, Amal George, Christof Sumeder, Johannes Exenberger
- 54 **Digitalisierte Niederspannungsnetz-Ausbauplanung auf Basis der PV-Dachflächenpotenziale**
Die Digitalisierung der Netzausbauplanung als erster Schritt in Richtung generative KI als
Planungsinstrument
Anna Viehhauser, Sandra Renner, Walter Schaffer
- 58 **Modellbasierte Entwicklung eines Battery Management-Systems**
Martin Meiler
- 62 **ProSafe² – Ergebnisse von In-Feld-Prüfungen für den elektrotechnisch sicheren Betrieb von**
DC-Ladestationen
Daniel Herbst, Martin Fürnschuß, Robert Schürhuber, Peter Reichel, Daniel Stahleder, Christian Auer, Ernst Schmutzner
- 66 **Zukünftige Herausforderungen beim Netzanschluss von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen**
Darko Brankovic, Philipp Hackl, Robert Schürhuber
- 70 **PV-Freiflächenanlagen**
Benjamin Jauk, Robert Schürhuber, Katrin Friedl
- 72 **Prognose der regionalen Verteilung von Erneuerbaren Energien mithilfe von Machine Learning**
Hao Chang
- 76 **Lückenlose Überwachung von unterirdischen Versorgungsleitungen mittels verteilter faseroptischer**
Messungen und KI
Werner Lienhart, Vlad-Andrei Dumitru, Lisa Strasser, Martin Hagmüller

Marktregeln für ein 100 % erneuerbares Stromsystem: Neuerungen zu Netzzugang, Netznutzung und Systemführung im ElWG

Gerald Kalt, Sven Kaiser, Michael Berger, Christine Materazzi-Wagner

Ein zukunftsfähiger Gesetzesrahmen für die Elektrizitätswirtschaft muss darauf abzielen, den Netzzugang zu beschleunigen, eine bessere Ausnutzung vorhandener Infrastruktur zu gewährleisten und effiziente Systemführung zu forcieren. Dieser Beitrag erörtert anhand des im ersten Halbjahr 2024 vorgelegten Entwurfs eines neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetzes die Hintergründe und Intentionen diesbezüglicher Ansätze und diskutiert ergänzende Marktregeln.

Hintergrund

Gesetzliche Neuerungen in den Bereichen Netzzugang, Netznutzung und Systemführung müssen darauf abzielen, den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung zu beschleunigen und die vorhandene Infrastruktur möglichst effizient zu nutzen. Gleichzeitig sollen für Netzbetreiber neue Möglichkeiten geschaffen werden, um eine sichere, zuverlässige und kosteneffiziente Systemführung zu gewährleisten. In der im ersten Halbjahr 2024 erfolgten Begutachtung eines Entwurfs des Nachfolgegesetzes zum ElWOG 2010, des „Elektrizitätswirtschaftsgesetzes“ („ElWG“), wurden umfangreiche Änderungsvorschläge zu den diesbezüglichen Regelungen eingebracht; auch von der E-Control. Wenngleich zu diesem Zeitpunkt noch Unsicherheiten hinsichtlich des Inkrafttretens eines neuen Gesetzes bestehen und der künftige Rechtsrahmen in vielen Details noch unklar ist, sind weitreichende Änderungen absehbar, die u. a. für den Zubau und Betrieb neuer Stromerzeugungsanlagen, für Flexibilitätsvermarktung und -nutzung sowie für die Funktionsweise und Kosten von Engpassmanagement maßgeblich sein werden.

Zielsetzung

Im vorliegenden Beitrag werden die Hintergründe und Intentionen wesentlicher im Kontext des ElWG-Entwurfs diskutierter Neuerungen erörtert und kritisch beleuchtet. Ziel dabei ist es, die Implikationen für Netzbenutzer und Netzbetreiber objektiv zu beurteilen, allfällige Inkonsistenzen und Verbesserungsmöglichkeiten aufzuzeigen sowie ergänzende Regelungen, die im Rahmen der Marktregeln oder in Verordnungen der E-Control getroffen werden können, zu erörtern.

Methodische Vorgehensweise

Den Ausgangspunkt der methodischen Vorgehensweise bildet die Analyse des ElWG- Begutachtungsentwurfs [1] sowie der relevanten EU-Rechtsakte, insbesondere VO (EU) 2019/943 und RL (EU) 2019/944, die den Rahmen für nationale Regelungen bilden bzw. mit dem ElWG in nationales Recht umgesetzt werden sollten. Die Ergebnisse dieser Analyse fanden bereits in die seitens E-Control eingebrachte Stellungnahme zum ElWG-Entwurf [2] Niederschlag.

Ergebnisse

Eine wesentliche Neuerung im Bereich des Netzzugangs besteht darin, dass bei zahlreichen Bestimmungen, u. a. zu Netzentgelten, nicht mehr auf die Engpassleistung der Anlage, sondern auf die *netzwirksame Leistung*, also die mit dem Netzbetreiber vereinbarte maximale Leistung am Netzanschlusspunkt, abgestellt wird. Damit wird ein Anreiz geschaffen, seltene Einspeise- und Bezugsspitzen – welche zusätzliche Netzinvestitionen erforderlich machen können – zu vermeiden, etwa durch Eigenverbrauchsoptimierung oder durch Einsatz eines

Speichers. Von besonderer Relevanz ist das Abstellen auf die netzwirksame Leistung bei „Hybridkraftwerken“, also Stromerzeugungsanlagen auf Basis unterschiedlicher Technologien. Speziell für Hybridkraftwerke wurden mit § 92 des Konsultationsentwurfs zu *virtuellen Zählpunkten* Regeln für die Zuordnung der eingespeisten Energiemengen vorgeschlagen. Wichtig wären darüber hinaus einheitliche und klare gesetzliche Regelungen für die Erfassung von Energieflüssen mit geeichten Messgeräten innerhalb der Kundenanlage (*Subzähler*). In den 2024 erlassenen Änderungen der RL (EU) 2019/944 (RL (EU) 2024/1711) ist auch vorgesehen, dass Endkunden separate Lieferverträge (mit dynamischen Strompreisen) für flexible Lasten wie Ladeeinrichtungen abschließen können; dafür sind jedenfalls Subzähler erforderlich.

Weitere Neuerungen lt. ElWG-Entwurf im Bereich des Netzzugangs adressieren Situationen, in denen das vom Netzbenutzer gewünschte Netznutzungsrecht nicht oder nur teilweise gewährt werden kann. Für Anschlussbegehren an das Übertragungsnetz sieht § 86 die Möglichkeit von *begrenzten oder beschränkten Netzzugängen* vor, die es dem Übertragungsnetzbetreiber ermöglichen, den Netzzugang nur in eingeschränktem Ausmaß zu gewähren; auch aufgrund künftig erwarteter Erfordernisse. Die Autor:innen empfehlen eine Klarstellung, dass bei solchen Beschränkungen (im Gegensatz zu Redispatch) kein Anspruch auf Kostenersatz besteht. Eine Begrenzung des Netzzugangs kann lt. ElWG-Entwurf auf unbeschränkte Zeit erfolgen, jedoch nur aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz.

Für das Instrument des *flexiblen Netzzugangs* (§ 85) sind hingegen Netzebenen-spezifische Fristen vorgesehen. Dieses Instrument zielt darauf ab, Stromerzeugungsanlagen bereits vor Fertigstellung eines erforderlichen Netzausbaus den teilweisen Netzzugang zu ermöglichen, wobei der Netzbetreiber eine reduzierte netzwirksame Leistung vorgeben kann. Laut ElWG-Entwurf muss für Windparks und PV-Anlagen bis 5 MW mindestens eine netzwirksame Leistung von 80 % der Engpassleistung gewährt werden. Diese Form der Einschränkung ist aus zwei Gründen nicht zweckmäßig: Erstens wird eine Limitierung der netzwirksamen Leistung (*Spitzenkappung*) als generelle und unbefristete Maßnahme zur Vermeidung seltener Einspeisespitzen als sinnvoller erachtet. Zweitens erscheint es in Hinblick auf bestmögliche Ausnutzung vorhandener Anschlusskapazitäten sinnvoller, wenn eine über Spitzenkappung hinausgehende Limitierung auf Basis der vorliegenden Netzsituation ohne allgemeine Ober- oder Untergrenzen festgelegt werden. Im Zuge einer Vertragserrichtung sollte weiters klargestellt werden, wann ein regulärer Netzzugang planmäßig gewährt werden kann und wann die Teilbeträge des Netzzugangsentgelts fällig sind.

Für einen zukünftigen, effizienten Netzbetrieb erscheint es zentral, Netzbetreibern die notwendigen Werkzeuge zu geben, um die gestiegenen Herausforderungen im Systembetrieb bewältigen zu können und die Kosten für Redispatch und Netzausbau möglichst gering zu halten. Gemäß § 120 sollen Verteilernetzbetreiber (VNB) lt. ElWG-Entwurf *Flexibilitätsleistungen* als Alternative zu Netzinvestitionen in Betracht ziehen. Für eine effiziente Systemführung ist es unerlässlich, dass VNB auf dieselben Flexibilitäten zugreifen können wie Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), konsistente Marktregeln für Flexibilitätsleistungen im Übertragungs- und Verteilernetz gelten und Netzbetreiber ihre Aktivitäten abstimmen. Lediglich der letztgenannte Aspekt findet im ElWG-Entwurf adäquat Berücksichtigung, indem die Schaffung einer *gemeinsamen Flexibilitätsplattform* vorgeschrieben wird (§ 123). Der Vorschlag der E-Control sieht vor, die Regeln für Flexibilitätsbeschaffung zu vereinheitlichen, sodass VNB und ÜNB koordiniert auf dieselben flexiblen Ressourcen zugreifen können.

Der Betrieb von Speichern durch Netzbetreiber lässt das ElWG (im Sinne des EU-Rechtsrahmens) nur unter bestimmten Voraussetzungen zu, insbesondere wenn eine Ausschreibung des Speicherbetriebs durch einen Dritten erfolglos war. Diese Regelung zielt nicht darauf ab, Netzbetreibern praktikable Lösungen für Engpasssituationen auf Basis von Speichern vorzuenthalten, sondern darauf, dass Speicher, die für Engpassmanagement genutzt werden, gleichzeitig auch an Märkten (insbesondere Regelreserve und Strombörsen) teilnehmen können. Letzteres ist Netzbetreibern generell untersagt; daher sollten nicht Netzbetreiber Speicher betreiben, sondern stattdessen Flexibilitätsleistungen beschaffen.

Quellen

- [1] Parlament Österreich. Elektrizitätswirtschaftsgesetz, Energiearmuts-Definitions-Gesetz; Energie-Control-Gesetz, Änderung (310/ME); <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVII/ME/310?selectedStage=100> (abgerufen 02/2024)
- [2] Stellungnahme der E-Control zum Begutachtungsentwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG), Energiearmuts-Definitions-Gesetz (EnDG) sowie Änderung des Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/SNME/252683/imfname_1612898.pdf (abgerufen 02/2024)

Vortragende

Gerald Kalt, Sven Kaiser, Michael Berger, Christine Materazzi-Wagner, E-Control, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Österreich

E-Mail: gerald.kalt@e-control.at



SIEMENS

TRANSFORM THE EVERYDAY

Im Wandel die **Zukunft** **gestalten**

Mit intelligenter Infrastruktur verbinden wir die reale Welt mit der digitalen Welt. Die Digitalisierung bietet enorme Möglichkeiten, Stromnetze, Gebäude und eine Reihe von Industriebranchen effizienter und nachhaltiger zu betreiben. Gemeinsam mit unseren Kunden verändern wir den Alltag. Für ein besseres Morgen.

[siemens.at/smart-infrastructure](https://www.siemens.at/smart-infrastructure)

Betrachtung der Rahmenbedingungen zur Integration und Forcierung von Systemnutzen für elektrische Speichersysteme

Christoph Wanzenböck, Stefan Vögel

Einleitung

Speichersysteme spielen heute und in Zukunft eine zentrale Rolle für die Energiewende. Erneuerbar erzeugter Strom kann gespeichert und zu einem anderen Zeitpunkt verbraucht werden, zudem können systemdienliche Dienstleistungen für das Stromsystem erbracht werden. Speicher werden meist für eigene Zwecke der Betreiber, wie Eigenverbrauchsoptimierung, eingesetzt. Weitere technisch mögliche Funktionen werden aus verschiedenen Gründen nicht oder nicht ausreichend erbracht bzw. genutzt. Um dieses Potenzial nicht ungenutzt zu lassen, sondern für die Umstellung des Stromversorgungssystems bestmöglich nutzbar zu machen, wurden in einer Studie konkrete Vorgehensweisen aufgezeigt. Diese wurden bei der letzten und aktuellen Förderschiene für mittlere und große Speicher (Klima- und Energiefonds, 2023, S. 6 & Klima- und Energiefonds, 2024, S. 5) berücksichtigt. Geförderte Speicher müssen u. a. Multi-Use- und kommunikationsfähig sein. Dadurch können auch Multiplikator-Effekte erzielt werden, da Hersteller sowie Betreiber auf diese Möglichkeiten verstärkt aufmerksam werden und einen Fokus auf die Funktionalitäten legen. Oft sind damit auch zusätzliche Verdienstmöglichkeiten oder andere Vorteile verbunden.

Systemnutzen und systemnützlich Verhalten

Unter dem Begriff „Systemnutzen“ eines Energiespeichers/einer Erzeugungsanlage wird hier verstanden, dass die Leistung so angepasst wird, dass es positive Wirkungen auf das Stromsystem gibt (Wanzenböck & Vögel, 2023, S. 12), insbesondere zur Unterstützung des Ausbaus und der Integration von Erneuerbaren. In der Literatur wird dies zum Teil als marktdienlicher Einsatz beschrieben (Haber, 2018, S. 246). Dies ist nicht in direktem Einklang mit der im EIWG-Entwurf verwendeten Definition von „Systemdienlichkeit“, welche nach Paragraph 6. Z. 124. wie folgt definiert wurde: „Systemdienlichkeit“, die Fähigkeit einer Stromerzeugungsanlage, Verbrauchsanlage oder Energiespeicheranlage zur Erbringung von Flexibilitätsleistungen (BMK. 2024, S. 16). Ein systemnützlicher Betrieb von einem Speicher ist aber nicht immer gleichbedeutend mit einem wirtschaftlich optimalen Betrieb für den Speicherbesitzer und kann seinen eigenen Zielen entgegenstehen. Somit verwenden wir den Begriff „systemnützlich Verhalten“ im Folgenden, wenn das Verhalten des Speichers für das Stromsystem insgesamt dienlich ist.

Unterscheidungsmöglichkeiten bei der Nutzung von Speichern:

Es existieren viele Kategorisierungen der Betriebsarten für Speicher, im Folgenden sind eigene Überlegungen auf Grundlage von Wanzenböck & Vögel (2023, S. 6f) dargestellt. Auf dieser Basis erfolgt die Ableitung bzw. Einschätzung des Systemnutzens:

- **Netzkunden/Speicherbetreiber** (Systemnutzen nicht gesichert bzw. vom Speicherbetrieb abhängig, z. B. bei Gemeinden gegeben): eigene Ziele wie Eigenverbrauchsoptimierung, Eigenversorgung, unterbrechungsfreie Stromversorgung (Haber, 2018, S. 246), Notstromversorgung, Autarkie, aktive Konsumenten (nach rechtlicher Umsetzung in Österreich)
- **Netzanschluss** aus Sicht des Netzkunden (Systemnutzen gegeben): Vorteile beim Netzanschluss werden durch den Speicher ermöglicht, z. B. im Bereich der Netztarife (unterbrechbare, zeitlich gestaffelte, „regelbare“ Tarife 2.1 (E-Control, 2021, o. S.), Netzanschlussvertrag, netzwirksame Leistung, Anschluss neuer eigener Verbraucher/Einspeiser ohne Erweiterung des Netzanschlusses

- Dienstleistungen/**Vorgaben Netz** (Systemnutzen gegeben)
 - lokal: Spannungshaltung, Unterstützung Integration Erneuerbarer/Verbraucher als Alternative zum konventionellen Netzausbau, Blindleistung, Phasensymmetrierung, Kurzschlussleistung etc.
 - Regelzone: Engpassmanagement, Frequenzstützung/Momentanreserve, Schwarzstart-System, Lastabwurf etc.
- Teilnahme an **Märkten** bzw. Erzielung von Erlösen (Systemnutzen gegeben): Spotmarkt, Optimierung Portfolio oder Ausgleichsenergie für eine Bilanzgruppe, Regelreservemarkt, marktbasierte Flexibilitätsbeschaffung durch Verteilernetzbetreiber (nach Umsetzung von Art. 32 RL (EU) 2019/944 in Österreich); meist über Lieferanten/Bilanzgruppe, Aggregator bzw. Regelreserveanbieter
- **Energiegemeinschaften**: Optimierung der kollektiven Versorgung (Systemnutzen nicht gesichert)

Stakeholderprozess

Der Stakeholderprozess dient zur Abbildung und Berücksichtigung der Anforderungen verschiedener Stakeholder bei der Erarbeitung der Maßnahmen und wurde von der Technologieplattform Smart Grids Austria durchgeführt. Er umfasste 15 Interviews mit 18 Expert:innen aus unterschiedlichen Bereichen (Hersteller, Anwender, Forschung, Netzbetreiber, Regulierungsbehörde etc.). Die Expert:innen äußerten sich zu folgenden Themen: Markteinschätzung, Potenzial von Speichern für das Stromnetz und technische Funktionalitäten.

Kurzzusammenfassung der Erkenntnisse aus dem Stakeholderprozess:

- Positive Netzanschlussbeurteilung durch den Verteilernetzbetreiber
- Energiemanagementsystem (EMS) zur Optimierung der Lade- und Entladevorgänge
- Effiziente Kommunikation und Interoperabilität mit dem Netz
- Echtzeit-Datenaustausch und Integration in Netzsteuerungssysteme
- Mehrfachnutzung der Speicher (Netzstabilisierung, Peak-Shaving, Notstromversorgung, Vermarktung)
- Nachhaltigkeitsaspekte (Recyclingfähigkeit und Langlebigkeit der Speichersysteme)
- Ökologischer Fußabdruck

Empfehlungen für mögliche Förderkriterien mit Systemnutzen

Daraus und unter Einbeziehung der vorangegangenen Analysen wurden die folgenden Empfehlungen für Förderkriterien abgeleitet. Dabei war eine bedarfsgerechte Umsetzung bei den Förderwerbern und eine ebensolche Beurteilbarkeit bei der Vergabe der Förderung wesentlich:

- Förderkriterium MSP/GSP: **Kommunikation und Energiemanagement**
 - Kommunikation ist eine Voraussetzung für Netzdienlichkeit und Teilnahme an Strommärkten durch Übermittlung von Vorgaben ans EMS und Steuerung des Speichers
- Förderkriterium MSP/GSP: **Nachweis Einhaltung Vorgaben**
 - Sicherstellung der Beachtung und Einhaltung bestehender Vorgaben
- Förderkriterium MSP/GSP: **Multi-Use**
 - Die vorhandene Infrastruktur soll zu jedem Zeitpunkt bestmöglich für einen positiven Systemnutzen zur Verfügung stehen oder eingesetzt werden.
- Förderkriterium MSP/GSP: **Bereitstellung Betriebswerte**
 - Daten haben großen Nutzen für Betrieb und Planung der Netze etc.
- Förderkriterium GSP: **Echtzeit-Datenaustausch**
 - Großer Nutzen für effizienten Betrieb des Netzes, Standort; Größe möglicherweise relevant für Netzbetreiber etc.

Eine genaue Darlegung der Kriterien, Beurteilungsansätze, Begründung etc. siehe Wanzenböck & Vögel (2023, S. 29-33).

Im Projekt wurden zusätzliche Kriterien mit potenziellem Nutzen diskutiert (Wertschöpfung, Gütesiegel/Zertifizierung, Kundendienst und Wartung sowie Regelwerksänderungen, Doppeltarifierung Speicher und Energiegemeinschaften), aber aus folgenden Gründen nicht empfohlen:

- Zu hoher administrativer Aufwand für Antragsteller und Förderstellen
- Schwierige Nachweisführung
- Hohe Umsetzungskosten bei beschränktem Nutzen
- Aktuell kein Bedarf oder keine Priorität

Fazit und Ausblick

Bei der Erarbeitung der Kriterien wurden zahlreiche Gespräche im Rahmen der Stakeholderanalyse geführt. Dabei bestätigte sich, dass Speicher technisch sehr viel können, aber der Fokus in der Praxis meist sehr stark auf eigenen Zielen des Speicherbetreibers liegt, die einfach und ohne Unsicherheiten umsetzbar sind. Durch die Diskussionen mit Speicherbetreibern und -herstellern wurde klar, dass mehr Informationen oder Publikationen von rahmensetzenden Stakeholdern, wie z. B. im Rahmen von Fördervergabekriterien, die Einbeziehung von weiteren Betriebsarten fördert und dadurch wirtschaftlich interessante Zusatznutzen mehr in Betracht gezogen werden. Bei den rahmensetzenden Stakeholdern konnte dazu beigetragen werden, Unklarheiten der Anwender klarer zu machen und gemeinsam zu überlegen, wie diese am besten adressiert werden können bzw. wie die existierenden Rahmenbedingungen für Batteriespeicher noch besser aufeinander abgestimmt werden können. Die aktuellen Fördermechanismen zielen darauf ab, den systemischen Nutzen von Speichern zu maximieren und gleichzeitig die wirtschaftliche Effizienz durch weitere Betriebsarten zu erhöhen. Weitere Untersuchungen und Anpassungen der Förderkriterien sind auch in anderen Bereichen notwendig, um den weiteren optimalen Ausbau der Speicherkapazitäten und anderer Flexibilitätsoptionen sicherzustellen. Auch in anderen Bereichen, wie z. B. PV oder E-Mobilität, sollten solche Ansätze verstärkt berücksichtigt werden, damit die Fördermittel maximale Effekte beim Umbau des Energiesystems haben.

Quellen:

- Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK). (2024): Ministerialentwurf Gesetz. Elektrizitätswirtschaftsgesetz, Energiearmuts-Definitions-Gesetz; Energie-Control-Gesetz, Änderung (310/ME). Abgerufen am 14.07.2024 von [fname_1604976.pdf (parlament.gv.at)]
- C. Wanzenböck, S. Vögel. (2023): Empfehlungen für Förderkriterien zur Forcierung von Systemnutzen für mittlere- und große Batteriestromspeicher. Abgerufen am 10.06.2024 von [Empfehlungen für Förderkriterien zur Forcierung von Systemnutzen für mittlere- und große Batteriestromspeicher (nachhaltigwirtschaften.at)]
- E-Control. (2021). „TARIFE 2.1“, WEITERENTWICKLUNG DER NETZENTGELTSTRUKTUR FÜR DEN STROMNETZBEREICH
- Klima- und Energiefonds. (2023). Leitfaden Großspeicheranlagen. Ausschreibung 2023 Abgerufen von [Leitfaden Grossspeicheranlagen (umweltfoerderung.at)] am 26.07.2024
- Klima- und Energiefonds. (2024). Leitfaden Mittlere Stromspeicheranlagen. Ausschreibung 2024. Abgerufen von [Leitfaden Stromspeicher-Anlagen 2024 (klimafonds.gv.at)] am 26.07.2024

Vortragende

Christoph Wanzenböck, Technologieplattform Smart Grids Austria, Mariahilferstraße 37-39, 1060 Wien, Österreich

E-Mail: christoph.wanzeboeck@smartgrids.at

Stefan Vögel, PHIOS GmbH, Biberstraße 9/9, 1010 Wien, Österreich



GREENPORT
DESIGN

Hier parkt die Zukunft.



GREENPORT

Ein Produkt von GREENoneTEC 
SOLAR INDUSTRY

Top Performance & beliebig erweiterbar:

Das Greenport verwandelt gewöhnliche Parkplätze im Handumdrehen in überdachte Auto-Abstellplätze der Extraklasse. Schnell montiert & beliebig erweiterbar. Inklusive bifazialer Doppelglas-Solarmodule „Made in Austria“ mit bis zu 30% Mehrertrag zur umweltfreundlichen Energie-Gewinnung.

Stilvoll parken mit
grünem Gewissen.
GREENPORT
Solarcarports.



Montagevideo
GREENPORT EASY

Dr. Claudia Netrval
Leitung Geschäftsbereich
GREENPORT

GREENoneTEC Solarindustrie GmbH
Energieplatz 1, 9300 St.Veit/Glan
+43 (0) 664 96 28 427
claudia.netrval@greenonetec.com
www.greenport.solar

Pumpspeicherkraftwerk Ebensee – der grüne Energiespeicher für Oberösterreich

Norbert Rechberger, Klaus Höller

Die Umsetzung des European Green Deals, der Umbau des Energiesystems, der Ausstieg aus den fossilen Energieträgern sowie die österreichische Klima- und Energiestrategie führen zu einer Transformation der Energiesysteme und zu sich fundamental ändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Mit dem massiven Ausbau volatiler Erzeugungsformen wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen ergibt sich ein steigendes Erfordernis von leistungsstarken und zusätzlich nachhaltigen, CO₂-freien Flexibilitäts- und Speicherkapazitäten sowie von Systemdienstleistungen.

Mit dem Ausbau in Österreich bis zu 15 GW an Windkraft- und Photovoltaikanlagen zeigen verschiedenste Studien bis 2030 einen zusätzlichen Bedarf an Flexibilitäts- und Speicherkapazitäten bis zu 11 GW, bei einem aktuellen Bestand an Pumpspeicherkraftwerken in der Höhe von 4,8 GW. Pumpspeicherkraftwerke sind im Vergleich zu allen großtechnischen Speichern nicht nur erprobt und ausgereift, sie sind auch aktuell und mittelfristig die Technologie zur Speicherung von Strom im industriellen Maßstab mit hoher heimischer Wertschöpfung.

Der energiewirtschaftliche Einsatz des Pumpspeicherkraftwerks Ebensee ist in der kurzfristigen Vermarktung und primären Nutzung von Preisdifferenzen innerhalb von Spot-, Day Ahead- und Intraday-Märkten und nachgelagert zwischen diesen Märkten vorgesehen.

Standort – von der Idee bis zum Baubeschluss

Die Überlegungen zur Standortwahl in Oberösterreich bauten auf umfassende Erhebungen in den Jahren 2008 bis 2010. Nach dieser Studienphase wurde schließlich der ideale Standort Ebensee am Traunsee mit dem Oberspeicher im Rumitzgraben für ein neues Pumpspeicherkraftwerk erarbeitet und ausgewählt. Nach Aufbereitung der umfangreichen rechtlichen, technischen und umweltrelevanten Unterlagen wurde das UVP-Genehmigungsverfahren 2012 gestartet und mit positivem, rechtskräftigem UVP-Bewilligungsbescheid 2017 abgeschlossen. Damit konnte ein wesentlicher Meilenstein der Projektentwicklung erzielt werden. Mit Ende der UVP-Genehmigung wurden vorerst keine weiteren Projektschritte gesetzt.

Umfassende Vorbereitungen im Vorprojekt

Aufgrund der vorliegenden Analysen und veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurde im Jahr 2021 die Wiederaufnahme der Projektaktivitäten mit dem Start des Vorprojekts entschieden. Im Rahmen dieses Vorprojekts erfolgten ein umfassendes integriertes Detail-Engineering aller Gewerke, weitere Untersuchungen, um das geologische Risiko zu reduzieren, Variantenuntersuchung hinsichtlich Flexibilität der Pumpleistung, Detail- und Ausschreibungsplanung der Hauptkomponenten, Abstimmung und Vereinbarungen mit den Grundstücksbesitzern und Anrainergemeinden. Mit der umfassenden Aufbereitung im Vorprojekt und mit der finalen energiewirtschaftlichen Bewertung und Risikoanalyse erfolgte der Baubeschluss für das Projekt im September 2023.

Basis für die Baumentscheidung waren die Gesamtprojektkosten mit Einreichplanung, Vorprojekt, Basiskosten, Basiskostenunschärfe und Risiko, Valorisierung/Gleitung und Bauzinsen von 451,3 Mio. €. Mit den Hauptbauarbeiten für den Zufahrtsstollen und dem Damm wurde im Jänner 2024 begonnen. Die Inbetriebnahme ist für Ende 2027 mit anschließendem kommerziellem Betrieb geplant.

Das technische Projekt

Das PSKW Ebensee ist als Kavernenkraftwerk, am Fuße des großen Sonnsteins, mit einer drehzahlgeregelten reversiblen Francis-Pumpturbine (mit Asynchron-Motor/Generator und Umrichter) geplant. Als Oberwasserspeicher ist im Rumitzgraben ein ca. 60 m hoher Naturschüttdamm vorgesehen, der im Massenausgleich errichtet wird. Als Unterwasserspeicher dient der Traunsee. Die Energieableitung zur bestehenden 110-kV-Freileitung erfolgt über einen getrennten Energieableitungsstollen mittels 110-kV-Kabel und Schaltwerk.

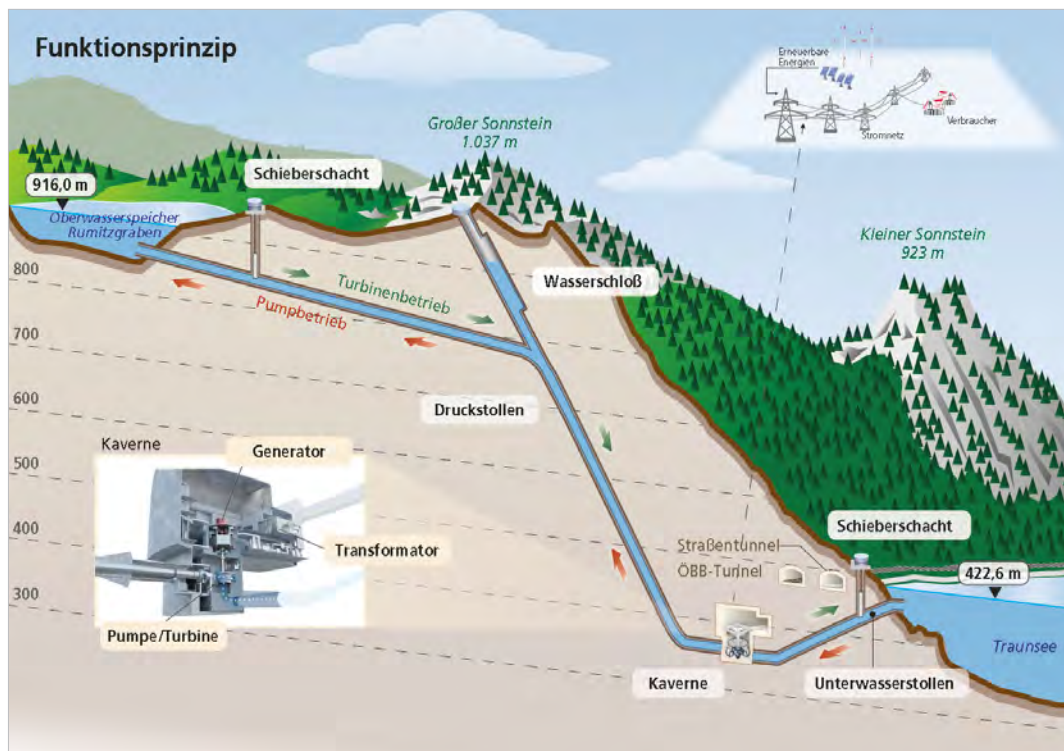


Abb. 1. Darstellung Anlagenkonzept, -schnitt PSKW Ebensee

Projekteckdaten:

- Drehzahlgeregelte Francis-Pumpturbine
Leistung Pumpbetrieb: 108 bis 150 MW
Leistung Turbinenbetrieb: 32 bis 170 MW
- Ausbauwassermenge Turbinieren 42,5 m³/s, Pumpen 32 m³/s
- Wälzwirkungsgrad: 80 %
- Nutzinhalt Speicher: 1,32 Mio. m³
- Fallhöhe: ca. 500 m

Um große Einsatzbereiche bzw. Leistungsvariabilität des Pumpspeicherkraftwerks zu ermöglichen, wird eine doppelt gespeiste Asynchronmaschine mit Schleifringläufer als Motorgenerator realisiert. Während der Stator fest mit dem Netz verbunden ist, erfolgt die Speisung des Schleifringläufers durch einen Umrichter.

Wesentliche Vorteile des Standorts Ebensee sind das vorhandene, natürliche Unterbecken des Traunsees, keine Abhängigkeit von anderen Kraftwerksbetreibern, die Lage des Oberwasserspeichers (ca. 500 m über dem Traunsee), die Erreichbarkeit über bestehende Forststraßen und die Einbindung in eine bestehende 110-kV-Freileitung sowie im Wesentlichen nur ein Grundbesitzer.

Die Bauarbeiten für das Pumpspeicherkraftwerk Ebensee der Energie AG laufen auf Hochtouren: Nach dem offiziellen Spatenstich im Oktober 2023 erfolgte mit der Tunnelanschlagsfeier im Februar 2024 der Auftakt für die Tunnelbauarbeiten des Pumpspeicherkraftwerks in Ebensee. Anfang Juli 2024 konnte der 460

m lange Zufahrtsstollen bereits fertiggestellt und die Kaverne erreicht werden. Derzeit erfolgen die Arbeiten an der Kaverne, am Triebwasserweg, am Energieableitungsstollen und am Naturschüttdamm.

Die Energie AG ist Impulsgeberin einer nachhaltigen Energiezukunft und hat sich zum Ziel gesetzt, die Energiewende aktiv voranzutreiben. Mit der Errichtung des Pumpspeicherkraftwerks Ebensee setzt die Energie AG einen weiteren wichtigen Schritt in Richtung Klimaneutralität. Das Pumpspeicherkraftwerk Ebensee ist ein wesentlicher Bestandteil der strategischen Neuausrichtung des Unternehmens. Es wird die grüne Batterie Oberösterreichs und mit rund 450 Mio. € die größte Einzelinvestition in der Geschichte der Energie AG sein. Die Inbetriebnahme ist für Ende 2027 geplant.

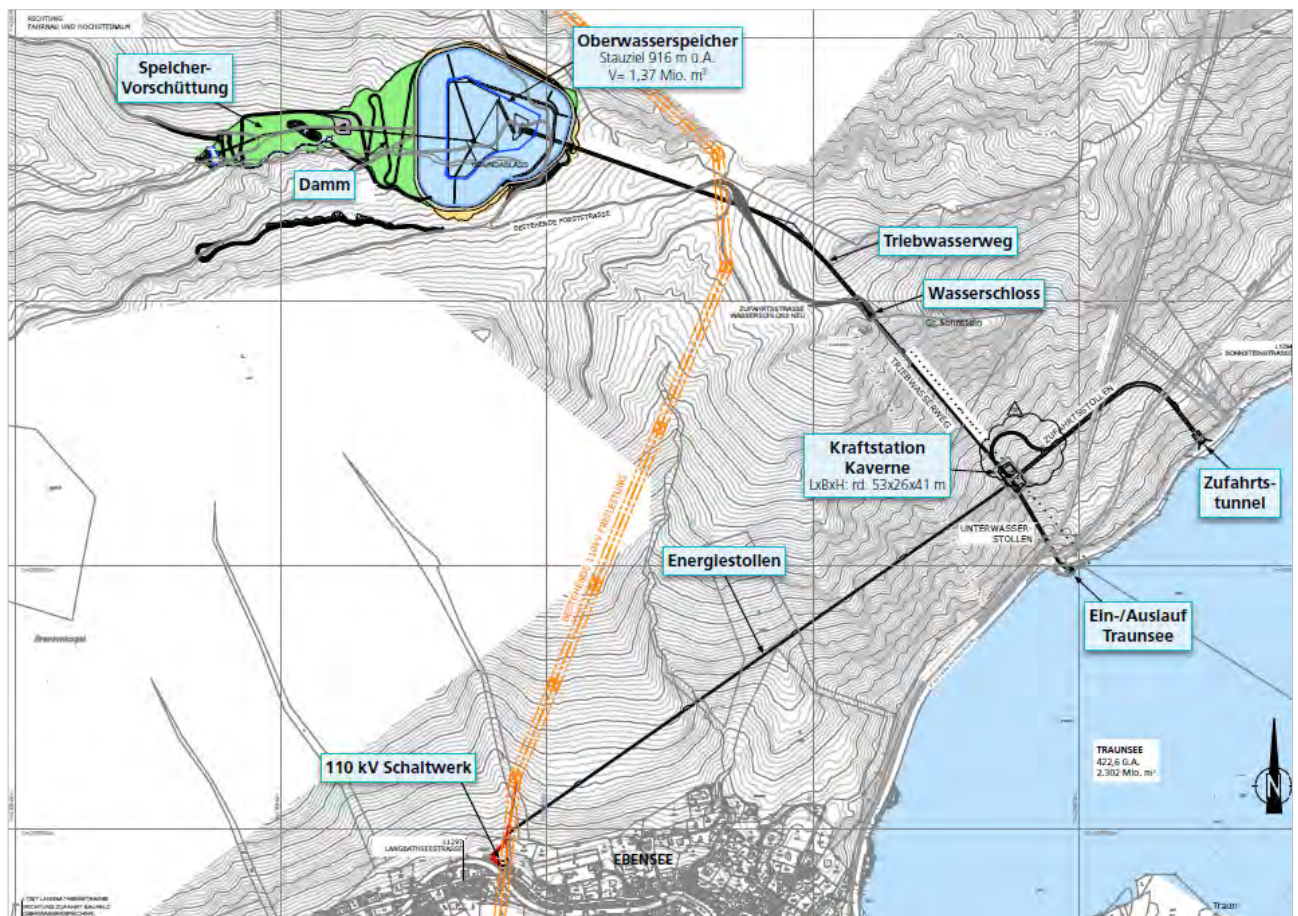


Abb. 2. Lageplan PSKW Ebensee

Quellen

Energie AG Projektstudien, öffentliche Informationen unter Energie AG
<https://news.energieag.at> und Unsere Investition in die Energie-Zukunft. (energieag.at)

Vortragende

Norbert Rechberger, Klaus Höller, Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH, Böhmerwaldstraße 3, 4020 Linz, Österreich

E-Mail: norbert.rechberger@energieag.at



ELEKTROTECHNIK

FÜR EIN FUNKTIONIERENDES LEBEN



ZIVILTECHNIKER

IES Institut für Elektrotechnik und Sicherheitswesen Ziviltechniker GmbH

Geschäftsführer: DI Dr. Rudolf Mörk-Mörkenstein

1230 Wien, Gastgebasse 27 . ziviltechniker@ies-zt.at . www.ies-zt.at

Energiespeicher in kombinierten Wind- und PV-Hybridparks: Enabler der Energiewende

Stefan Haslinger

Energiespeicher spielen eine zunehmende Rolle in kombinierten Wind- und PV-Hybridparks. Durch ihren Einsatz verspricht man sich eine Steigerung der Volllast-Stunden von PV- und Windparks, dadurch eine Steigerung des Energieertrags und somit eine Verstetigung der lokal bereitgestellten, volatilen Erneuerbaren Energie.

Dieser Beitrag präsentiert einen praxistauglichen Ansatz zur Dimensionierung von Energiespeichern anhand gemessener und realistischer PV- und Windenergie-Ertragsdaten realer Kraftwerkparks. Dabei wird zur Modellierung ein „total cost of ownership“-Modell herangezogen und hybride Speichersysteme betrachtet. Anhand realistischer und realer Daten wird gezeigt, wie Energiespeicher dimensioniert und Auslegungen modelliert werden müssen, um die geeignete Größe von Energiespeichern für deren wirtschaftlichen Einsatz in Wind- und PV-Hybridparks zu erhalten.

Diese Kombination aus Windkraft-Erzeugungsanlagen und Photovoltaik-Kraftwerken, die über eine gemeinsame Hochspannungsleitung ins gleiche Umspannwerk einspeisen, werden so zu Superstars der Energiewende. Lassen Sie uns diese Kombination aus Erzeugung und Speicherung Erneuerbarer Energie, die den erneuerbaren Erzeugungsanlagen eine gesteigerte Grundlastfähigkeit verleiht, daher einfach Super-Hybridparks nennen!

Engpass Netze?

Mit Stand Jänner 2024 existieren im Netzgebiet der Österreichischen Verteilernetzbetreiber 435 Umspannwerke auf 110-kV-Ebene, die elektrischen Strom auf die Spannungsebenen 12 kV, 24 kV und 36 kV transformieren. Laut den transparent gemachten Netzanschlusskapazitäten (Quelle: EbUtilities) sind davon mehr als 40 % der Umspannwerke zu mehr als 75 % ausgebucht; ja, ein Drittel der Umspannwerke verfügt über keinerlei freie Anschlusskapazitäten mehr. Von den noch freien 7,7 GW Anschlussleistung der 12,8 GW nichtbelegten Anschlussleistung (5 GW der physisch verfügbaren Anschlussleistung sind bereits gebucht) fallen allein 2,3 GW in Wien an.

Dem gegenüber steht mit der Mission 2030 der von der Bundesregierung geplante rasche Ausbau entsprechend dem EAG 2021, der allein im PV-Bereich bis 2040 zusätzliche 24 GW PV-Erzeugungsleistung vorsieht. Ein Blick auf die Stromversorgung 2023 in Kalenderwochen (Quelle ENTSO-E) zeigt, dass in der kalten Jahreszeit und den Kalenderwochen 1 bis 10 eine elektrische Energiemenge von bis zu 250 GWh wöchentlich durch Erdgas und eine ebenso große Menge durch Nettoimporte aufgebracht wird.

Ein erster Schritt hin zu einer bilanziell 100 %igen CO₂-reduzierten Stromversorgung nimmt daher nicht primär die saisonale Verschiebung der erzeugten Erneuerbaren Energie in den Fokus, sondern fokussiert auf die Verstetigung der volatilen Erzeugung in Wind- und PV-Kraftwerk-Parks, um die Planbarkeit im Wochenrhythmus zu optimieren.

Dazu wurden von uns anhand realer Erzeugungsdaten aus Wind- und PV-Parks die Grundlastfähigkeit kombinierter Erzeugungsanlagen simuliert und untersucht, inwieweit Energiespeicher zu einer Erhöhung der Grundlastfähigkeit beitragen können. Wichtigstes Ergebnis dieser Simulation ist dabei die Zyklisierung des Energiespeichers, fließt diese doch unmittelbar in die kaufmännische Beurteilung der Stromgestehungskosten aus Energiespeichern ein.

Für die Simulation werden 15 Minuten Wirkleistungs- und Energiedaten herangezogen, die in den Erzeugungsanlagen ermittelt wurden. Die so ermittelte gesamte Erzeugungsleistung des Hybridparks wird in einem Histogramm, unabhängig vom Gestehungszeitpunkt sortiert. Als Grundlastfähigkeit wird dabei jener Prozentsatz an 15 Minuten-Werten eingestuft, der über einem gewissen Leistungsschwellwert der gesamten Erzeugungsleistung des kombinierten Parks liegt.

Liegt die Grundlastfähigkeit des 4,2 MW Windparks in diesem Beispiel für eine Erzeugungsleistung > 1MW, also etwa bei 51 %, und für > 2 MW bei immerhin noch knapp 34 %, so reduziert sie sich für > 3 MW auf etwa 20 % der Jahreszeit. Dabei ergibt der Jahresertrag dividiert durch die Anzahl der Jahresstunden den wohlbekannten Wert für die typischen Volllaststunden einer Windkraft-Erzeugungsanlage.

Wird der Windpark dabei mit einem PV-Park gleicher Größenordnung in einem Hybrid-Park kombiniert, so kann allein dadurch die Grundlastfähigkeit > 2MW von 34 % auf über 52 % gesteigert werden. Selbstverständlich treten nun auch Leistungsspitzen von bis zum doppelten der Erzeugungsleistung auf.

Durch die Kombination mit elektrochemischen Energiespeichern kann die Grundlastfähigkeit weiter gesteigert werden. Die Beladung des Speichers wird dabei nur mit Überschussleistung vorgenommen, also Leistung, die im Super-Hybrid-Park selbst erzeugt wird.

Bei der präsentierten Simulation steigert dabei ein Speicher mit 6 MWh nomineller Speicherkapazität die Grundlastfähigkeit > 2 MW weiter von 52 % auf 71 %, womit ein Vollzyklenäquivalent von 250 Zyklen im Jahr gefahren wird. Ein Speicher mit 40 MWh nomineller Speicherkapazität steigert die Grundlastfähigkeit > 2 MW sogar auf bis zu 88 %, wodurch ein Vollzyklenäquivalent von 90 Zyklen im Jahr gefahren wird.

Diese Simulation ist somit ein geeigneter Ausgangspunkt für weitere Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit und zur kaufmännischen Auslegung der Speichergröße, Doppelvermarktung und Dimensionierung von Resenergie-Kraftwerken auf Basis von Bio-Treibstoffen, um kostenoptimierte Grundlastkraftwerke mit 100 % Grundlastfähigkeit zu etablieren.

Vortragender

Stefan Haslinger, Schubert CleanTech GmbH, Industriestraße 3, 3200 Ober-Grafendorf, Österreich

E-Mail: s.haslinger@schubert.tech

Spotmarkt-getriebene vs. netzdienliche Ladeinfrastruktur: Elektromobilität im Fokus der Energiewende

Julia Vopava-Wrienz, Maximilian Rock, Ahmad Fayyaz Bakhsh, Thomas Kienberger

Die Transformation des Verkehrssektors zur Erreichung der Klimaneutralität erfordert den Umstieg auf E-Mobilität in Kombination mit Erneuerbarer Energie. Zwei Ansätze, das Spotmarkt-getriebene und das netzdienliche Laden, werden untersucht. Die Analysen basierend auf Netzsimulationen zielen darauf ab, ein umfassendes Verständnis für die Auswirkungen auf die Netzstabilität zu gewinnen.

Die Bemühungen zur Erreichung der angestrebten Klimaneutralität sowohl auf europäischer [1] als auch auf nationaler [2] Ebene erfordern weitreichende Maßnahmen, wie beispielsweise den Umstieg auf E-Mobilität. Damit die Klimaneutralität des Verkehrssektors gelingt, muss der Energiebedarf der E-Mobilität vorrangig durch Erneuerbare Energien wie Photovoltaik, Windenergie oder Wasserkraft gedeckt werden. Diese Strategie bringt jedoch nicht nur ökologische Vorteile mit sich, sondern stellt auch das elektrische Netz vor erhebliche Herausforderungen in Bezug auf die Integration von Ladeinfrastruktur und Energieverteilung. Die steigende Netzbelastung, resultierend aus dem verstärkten Einsatz von Erneuerbaren Energien und der zunehmenden Anzahl von E-Fahrzeugen, erfordert daher innovative Lösungsansätze. Das Laden von E-Fahrzeugen zu Zeiten hoher Verfügbarkeit von kostengünstigem Spotmarktstrom wird als vielversprechende Lösung betrachtet, obwohl Fragen bezüglich der regionalen Verfügbarkeit und potenzieller Netzengpässe aufgrund steigender Gleichzeitigkeiten aufkommen. Im Gegensatz hierzu steht der Ansatz einer systemischen Nutzung der Fahrzeugbatterie, der darauf abzielt, E-Fahrzeuge nur bei ausreichender Netzkapazität mit hohen Ladeleistungen zu laden. Dies könnte jedoch zu höheren Kosten für die Nutzer:innen führen, die auf Spotmarktstrom basieren.

Um den Einfluss auf die Netzbelastung sowie die entstehenden Ladekosten für diese Lösungsansätze zu untersuchen, werden Netzsimulationen für unterschiedliche Szenarien durchgeführt. Die Szenarien variieren hinsichtlich des Ausbaugrads der E-Mobilität und der PV-Erzeugung in Anlehnung an den TYNDP 2022 Scenario Report [3] für 2030 und 2040. Die Netzsimulationen werden für die definierten Szenarien ohne Optimierung, mit Spotmarkt-getriebener sowie netzdienlicher E-Mobilität durchgeführt. In den Szenarien ohne Optimierung wird angenommen, dass der Ladevorgang bei Ankunft des EV-Nutzers beginnt.

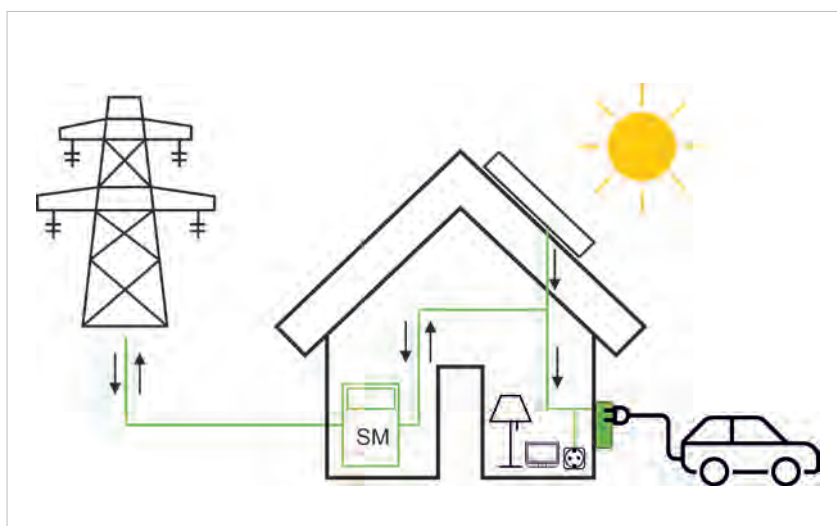


Abb. 1. Überblicksschema des Optimierungsmodells und mögliche Flussrichtungen des Stroms pro Zeitschritt (Smart Meter (SM))

Die Spotmarkt-getriebenen und netzdienlichen Lastprofile werden unter Anwendung eines Multi-Objective-Optimierungsmodells, siehe Abb. 1, modelliert. Wie in der Abbildung durch entsprechende Pfeile gekennzeichnet, kann die Leistung sowohl aus dem Netz für den Haushalts- und Ladebedarf bezogen werden als auch, bei vorhandener Erzeugungsanlage wie beispielsweise einer PV-Anlage, ins Netz rückgespeist werden.

Das Multi-Objective-Optimierungsmodell zielt auf eine Minimierung der Kosten am Hausanschlusspunkt (1) sowie der Gesamtnetzlast am Ortsnetztransformator (2) ab, wobei über Gewichtungsfaktoren der Einfluss der jeweiligen Minimierung festgelegt wird (3). Zur Untersuchung des Einflusses vom Spotmarkt getriebenen Ladens wird der Gewichtungsfaktor zugunsten der Kostenminimierung gesetzt. Für die systemische Nutzung der Ladevorgänge wird wiederum die Minimierung der Gesamtnetzlast am Ortsnetztransformator (Peak-Clipping und Valley-Filling) fokussiert. Beiden Zielfunktionen ist die Anschlussleistung als Grenzwert überlagert. Die Zielfunktionen werden auf Hausanschlussebene (Smart Meter) betrachtet. Dies bedeutet, dass der aktuelle Energieverbrauch bzw. die Eigenerzeugung für die Bestimmung der minimalen Kosten bzw. minimalen Leistung berücksichtigt werden. Als variable Größe wird lediglich der Ladebedarf des E-Fahrzeugs betrachtet. Das Fahrzeug wird somit je nach Gewichtung geladen, wenn sich auf dem Spotmarkt die Kosten bzw. die Netzlast auf einem möglichst niedrigen Niveau befinden. Das Lastprofil des Haushaltsbedarfs sowie das PV-Erzeugungsprofil sind für jeden Zeitschritt vorgegeben und können nicht verändert werden.

$$\min (C_{\text{tot}}) = \min (C_{\text{DA}} + C_{\text{GCP}} + C_{\text{EV}}) \quad (1)$$

$$\min (G_{\text{grid}}) = \min \left(\sum_t^T (p_t^{\text{grid}} * (p_t^{\text{GCP,in}} - p_t^{\text{GCP,out}})) \right) \quad t \in T \quad (2)$$

$$G_{\text{total}} = C_{\text{tot}} * w_{\text{cost}} + G_{\text{grid}} * w_{\text{grid}} \quad (3)$$

C_{DA}	Kosten/Erlös am Day-Ahead-Markt [€]	$C_{\text{GCP,P}}$	Leistungsbezogene Netzkosten [€]
C_{EV}	Kosten im Zusammenhang mit dem E-Fahrzeug [€]	C_{tot}	Gesamtkosten/Gesamterlös [€]
G_{grid}	Gesamtpunkte netzorientiert [-]	p_t^{grid}	Gesamtnetzlast am Transformator [kW]
G_{total}	Minimierungsgröße Multi-Objective [-]	$p_t^{\text{GCP,in}}$	Bezogene Leistung am Hausanschlusspunkt [kW]
w_{cost}	Marktorientierter Gewichtungsfaktor [-]	$p_t^{\text{GCP,out}}$	Eingespeiste Leistung am Hausanschlusspunkt [kW]
w_{grid}	Netzorientierter Gewichtungsfaktor [-]		

Basierend auf den Ergebnissen der Netzsimulationen für die unterschiedlichen Szenarien werden mögliche Netzengpässe identifiziert. Der Vergleich der Ergebnisse der Szenarien ohne Optimierung und mit Spotmarkt-getriebener sowie mit netzdienlicher E-Mobilität zeigen, dass bei beiden Optimierungsverfahren sowohl eine Kostenreduktion als auch eine verbesserte Netzsituation möglich ist. Die Reduktion der Netzengpässe beim marktorientierten Szenario sind auf geringe prognostizierte Kosten für die Jahre 2030 und 2040 in den Abendstunden bzw. in der Nacht zurückzuführen, weshalb die Ladevorgänge in diesen Zeitraum verschoben werden. Die Netzsituation wird dadurch jedoch im Vergleich zur netzdienlichen E-Mobilität nur geringfügig verbessert. Umgekehrt fällt die Kostenreduktion bei netzdienlicher im Vergleich zur Spotmarkt-getriebenen E-Mobilität geringer aus. Diese ersten Analysen und Ergebnisse zeigen die Notwendigkeit eines Multi-Objective-Optimierungsmodells, welches beide Minimierungsfunktionen sowie die Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten

vereint. Basierend auf weiteren Detailanalysen sowie Szenarien (z. B. Variation der Preiskurven, Anpassung der Rahmenbedingungen für netzdienliche E-Mobilität) soll ein umfassendes Verständnis für Netzbelastungsgrenzen generiert werden, um geeignete Ansätze/Tarifmodelle für eine netzfreundliche E-Mobilität zu schaffen.

Die Entwicklung des Multi-Objective-Optimierungsmodells sowie die generierten Erkenntnisse sind Teil des Leitprojekts „Car2Flex“ (FFG Nr. 880780) sowie des Projekts „friendlyCharge“ (FFG Nr. 899917). Beide Projekte werden aus den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert.

Quellen:

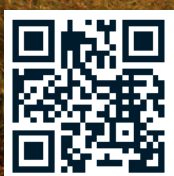
- [1] EUROPEAN COMMISSION (Hrsg.): A Clean Planet for all—A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy
- [2] BUNDESKANZLERAMT ÖSTERREICH (Hrsg.): Aus Verantwortung für Österreich : Regierungsprogramm 2020-2024. Wien, Österreich, 2020
- [3] ENTSG ; ENTSO-E: TYNDP 2022 Scenario Report – Introduction and Executive Summary. In: ENTSO-E AISBL | European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSG) (2021-09-27)

Vortragende

Julia Vopava-Wrienz, Maximilian Rock, Ahmad Fayyaz Bakhsh, Thomas Kienberger Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Franz Josef Straße 18, 8700 Leoben, Österreich

E-Mail: julia.vopava-wrienz@unileoben.ac.at

Energiewende braucht Stromnetz.



www.apg.at

Austrian
Power
Grid



Anwendung und Integration von datengetriebenen Modellen zur Hochspannungs-Kabeloptimierung – von First Principle zu Flight-Ready

Florian Ainhirn

Einleitung

Um die Energie- und Klimawende in der Europäischen Union (EU) zu bewerkstelligen, fordert die EU, die effiziente Nutzung neuer und bestehender Netzinfrastrukturen zu erhöhen [1]. Eine der wesentlichen Maßnahmen, die von der EU als entscheidend für die Erzielung von Effizienzsteigerungen identifiziert wurde, ist der Einsatz der dynamischen Stromtragfähigkeitsberechnung von Freileitungen und Energiekabeln [2]. Datengetriebene Modelle auf Basis des maschinellen Lernens stellen durch ihre hohe Anpassungsfähigkeit und Recheneffizienz eine vielversprechende Alternative für die dynamische Stromtragfähigkeitsberechnung von Hoch- und Höchstspannungskabeln dar [3]. Durch den verstärkten Ausbau von Sensorik in den Netzen, die Nutzung von Daten aus unterschiedlichsten Quellen, der Schaffung eigener Data Lakes sowie die Etablierung der erforderlichen Server- und Cloudlösungen werden in jüngster Zeit die erforderlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz solcher datengetriebenen Modelle bei den Netzbetreibern geschaffen. Die Integration von künstlicher Intelligenz (KI) in Energiesysteme beinhaltet einen umfassenden und interdisziplinären Ansatz, der das Verständnis grundlegender Prinzipien, energietechnischer Relevanz, Systemdesign, Tests und Implementierung umfasst. Dieser Prozess lässt sich dabei generell grob in die folgenden Phasen unterteilen: Grundlagenwissen, Datenerfassung und Datenvorverarbeitung, Modellentwicklung, Prüfung und Validierung sowie Systemintegration und Überwachung. Nachfolgend wird dies am Anwendungsfall der Optimierung von Höchstspannungskabeln hinsichtlich der Stromtragfähigkeit im Netz der Wiener Netze näher beschrieben.

Formulierung der Problemstellung (Grundlagenwissen)

Gemäß [4] scheitern 85 % der KI-Projekte aufgrund unklarer Ziele und undurchsichtiger FuE-Projektmanagementprozesse. Eine Ursache hierfür sind die bestehenden Disparitäten beim KI Know-how und dem Energiesystemverständnis zwischen Energie- und KI-Unternehmen, Konsulenten und Universitäten.

Die Stromtragfähigkeitsberechnung von Höchstspannungskabeln erfolgt mittels standardisiertem analytischem Verfahren nach IEC 60287 bzw. IEC 60853. In komplexen Szenarien finden auch numerische Methoden wie die finite Elemente-Methode Anwendung. Diese Methoden enthalten aber eine Marge aufgrund der inhärenten und nötigen Annahmen und Vereinfachungen. Abb. 1 zeigt den Vergleich zweier Berechnungsverfahren mit von den Wiener Netzen durchgeführten Messungen der Kabeltemperatur. Durch agile und adaptive Metho-

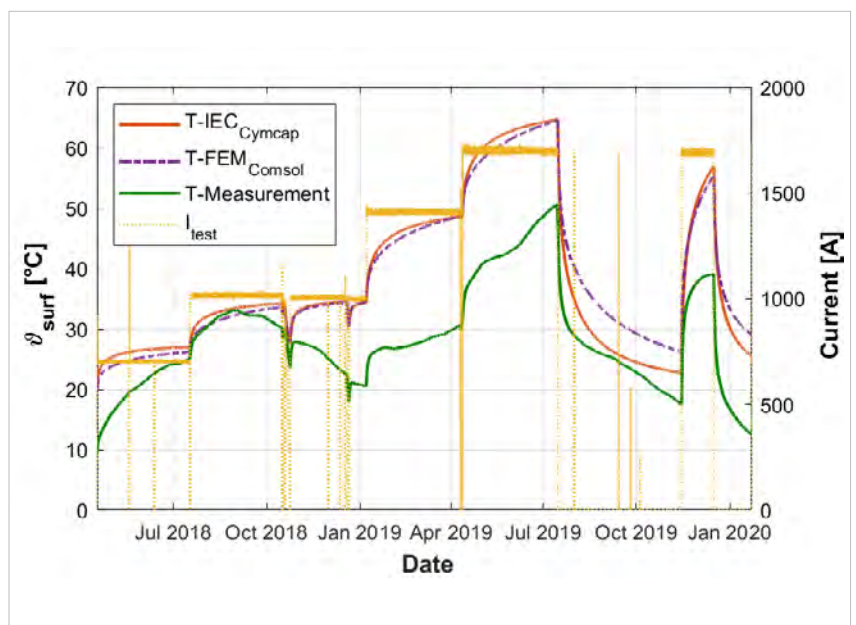


Abb. 1. Vergleich Kabeltemperatur Berechnungsverfahren und Messung

den, wie jene des maschinellen Lernens, kann diese Marge nutzbar und damit zusätzliche Übertragungsleistung erschlossen werden.

Datenerfassung und Datenvorverarbeitung

Daten sind das Rückgrat von KI-Systemen. In Energiesystemen werden Daten aus verschiedenen Quellen gesammelt, darunter intelligente Zähler, Sensoren, historische Aufzeichnungen und Wettervorhersagen. Der erste Schritt besteht darin, die relevanten Datenquellen zu identifizieren und die Datenqualität sicherzustellen. Dazu gehören die Rauschunterdrückung, die Normalisierung oder auch der Umgang mit fehlenden Werten (Missing Data), wie in Abb.2 dargestellt.

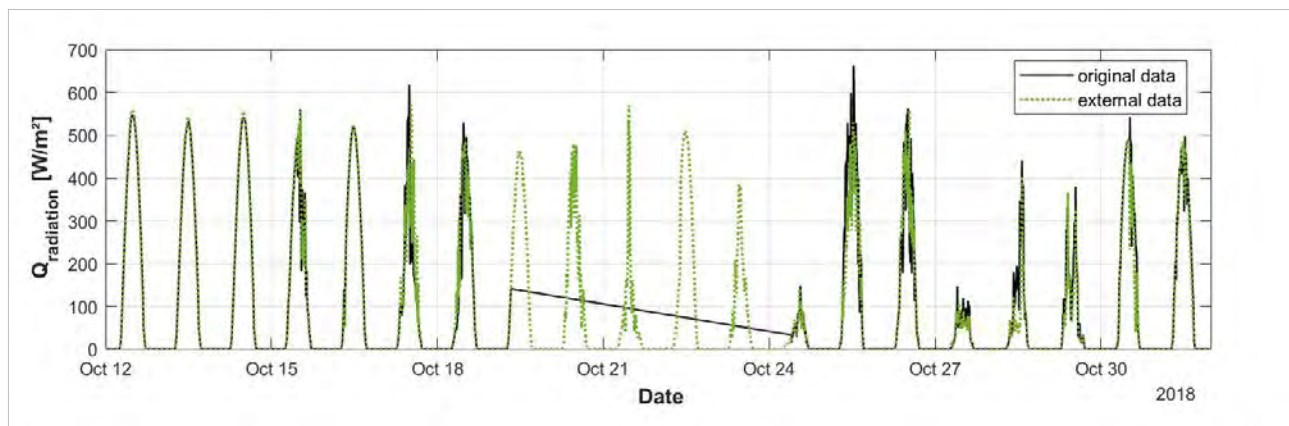


Abb. 2. Beispiel für Missing Data und Imputation durch externe Daten

Die Vorverarbeitung ist von entscheidender Bedeutung, da die Genauigkeit von KI-Modellen stark von der Qualität der Eingabedaten abhängt. Techniken wie Datenerweiterung, Dimensionalitätsreduktion und Imputationsmethoden (siehe Abb. 2) werden eingesetzt, um die Nutzbarkeit der Daten zu verbessern.

Modellentwicklung

Nachdem ein entsprechender Datensatz erstellt wurde, konnte mit der Modellentwicklung begonnen werden. Hier wurde der Ansatz „so einfach wie möglich, so komplex wie nötig“ verfolgt. Begonnen wurde mit simplen Decision Tree-Modellen. Anschließend wurde die Modellkomplexität gesteigert bis hin zu Recurrent Neural Networks für das Intraday Forecasting. Dabei hat sich gezeigt, dass bereits mit einfachen Modellen gute Ergebnisse hinsichtlich der Temperaturprognosen erzielt werden konnten. Die Entwicklung dieser Modelle umfasste das Training, die Validierung und das Testen, um sicherzustellen, dass sie sich gut auf ungesehene Daten verallgemeinern lassen.

Prüfung und Validierung

Vor der Systemintegration sind umfangreiche Tests und Validierungen unerlässlich, um sicherzustellen, dass die KI-basierten Modelle unter verschiedenen Bedingungen zuverlässig funktionieren. Dies gilt besonders für den hier beschriebenen Anwendungsfall, da Höchst-spannungskabel kritische Infrastruktur darstellen. Hier fehlt es aber an Vorgaben, wie eine solche Validierung durchgeführt werden sollte. Für die verwendeten Modelle zur Kabeltemperaturbestimmung wurden diverse Validierungsverfahren angewandt und eigene Validierungsverfahren entwickelt. Es konnten durch entsprechende Anpassungen für alle Modelle sehr gute Prognoseergebnisse der Kabeltemperaturen erzielt werden, wie beispielsweise in Abb. 3 für die Intraday Forecasts mit einer Genauigkeit von > 99.5 %.

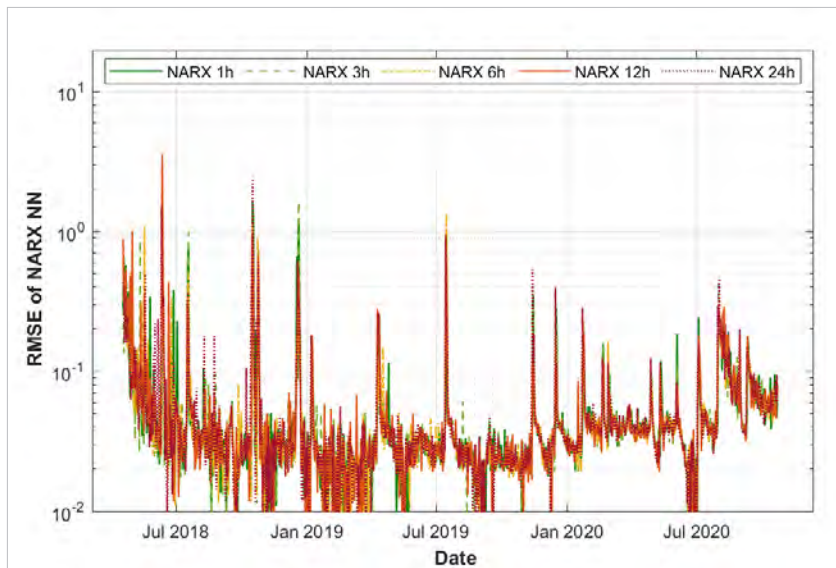


Abb. 3. Ergebnis Rolling Origin-Validierung für Intraday Forecasting-Modelle

Systemintegration und Überwachung

In der letzten Phase erfolgte die Bereitstellung der KI-Modelle in einer Live-Umgebung durch die Installation an einem operativen 380-kV-Kabelsystem. Die Herausforderung hierbei lag nicht bei den Algorithmen, sondern in der Einrichtung der erforderlichen Infrastruktur, der Konfiguration des Systems und der Sicherstellung, dass alle Komponenten wie vorgesehen funktionieren. Im letzten Schritt wurde eine kontinuierliche Überwachung der Modellperformance eingerichtet, um den Zustand und die Leistung des Systems zu überwachen und eine kontinuierliche Verbesserung zu ermöglichen. In dieser noch laufenden Phase werden seit mehr als 16 Monaten die wichtigsten Leistungsindikatoren wie Effizienz, Belastbarkeit und Skalierbarkeit ermittelt.

Fazit

Die Integration von KI in Energiesysteme, wie am hier behandelten Beispiel der Stromtragfähigkeitsberechnung von Höchstspannungs-Kabelsystemen, ist ein komplexes, aber mitunter lohnendes Unterfangen. Diese erfordert einen interdisziplinären Ansatz, der Kenntnisse in den Bereichen KI-Technologien, Energietechnik und Datenwissenschaft vereint. Um nicht im „Tal der Enttäuschung“ der Hype-Kurve zu enden, ist das Festlegen und Verfolgen eines strukturierten Wegs von den ersten Prinzipien bis zu „flugfähigen“ Lösungen, wie beispielsweise in diesem Beitrag beschrieben wurde, erforderlich. Entscheidend ist besonders, dass zu Beginn bereits die Problemstellung klar definiert ist und vor allem auch jene Aspekte identifiziert wurden, die durch die Anwendung von KI gegenüber „etablierten Lösungen“ profitieren.

Vortragender

Florian Ainhirn, Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1100 Wien, Österreich

E-Mail: florian.ainhirn@wiener-netze.at

Quellen:

- [1] European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2021, „Position on incentivising smart investments to improve the efficient use of electric transmission assets“
- [2] European Union, 2019, „Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU“
- [3] Florian Ainhirn, Doktorarbeit „Development of an Extended Calculation Procedure for the Thermal Rating of a 400 kV Cable System Based on Empirical Data“, Betreuer Prof. Woschitz, Technische Universität Graz, November 2021
- [4] <https://www.gartner.com/en/newsroom/press-releases/2018-02-13-gartner-says-nearly-half-of-cios-are-planning-to-deploy-artificial-intelligence>



IHR GLOBALER PARTNER FÜR WASSER- KRAFTANLAGEN

"FROM WATER-TO-WIRE"

WASSERKRAFT ERZEUGUNG

ANDRITZ ist ein weltweit führender Anbieter von elektromechanischen Anlagen und Dienstleistungen („from water-to-wire“) für Wasserkraftanlagen. Mit als über 185 Jahren Erfahrung und mehr als 489 GW Leistung, sind wir ständig bestrebt, technologische Innovationen zu

entwickeln, die den Anforderungen und Bedürfnisse unserer Kunden entsprechen.

Energieversorger aus der ganzen Welt schätzen unser Know-How und Engagement und Vertrauen in die Sicherheit und Zuverlässigkeit unserer maßgeschneiderten Energieer-

zeugungslösungen. Unser umfassendes Produkt- und Serviceportfolio reicht von neuen schlüsselfertigen Anlagen aller Größen über Sanierung und Überholung bestehender Wasserkraftwerke bis zu umfassenden Automatisierungslösungen. ANDRITZ – ihr globaler Partner für Wasserkrafterzeugung.

ENGINEERED SUCCESS

ANDRITZ HYDRO GmbH / www.andritz.com/hydropower

ANDRITZ

AI im Übertragungsnetz von Austrian Power Grid

Pascal Plank

Das österreichische Stromnetz und das gesamte Energiesystem in Europa stehen vor einer historischen Transformation, um die gesetzten Nachhaltigkeitsziele zu erreichen und den Klimawandel auf ein beherrschbares Maß für unsere Kinder und zukünftige Generationen zu beschränken.

Der Ausbau der Netze, die Digitalisierung und digitale Transformation, eine stärkere Vernetzung, Interoperabilität und die Einführung neuester Technologien wie Künstlicher Intelligenz (KI) und das dafür notwendige solide Datenmanagement sowie ein Wandel im Mindset sind dafür unabdingbar. Die Netze werden insgesamt „smarter“ – Daten, KI und Analytik sind dabei Schlüsselemente für eine erfolgreiche Transformation.

Als datenzentriertes Unternehmen stellen Artificial Intelligence (AI) und Analytik auch für die Austrian Power Grid AG (APG) zentrale Elemente dar, um das Übertragungsnetz Österreichs zukünftig, in einem vollständig dekarbonisierten Energiesystem, weiterhin sicher betreiben zu können. Wir erachten diese Themen als Chance, um die steigende Komplexität des Energiesystems erfolgreich managen zu können. In den Bereichen Systemplanung, Strommarkt, Systemführung und Instandhaltung sind in der APG bereits zahlreiche KI Use Cases in Umsetzung bzw. schon im Einsatz. Als Basis und fundamentale Säule für all diese Einsatzmöglichkeiten wird eine gesamtheitlich strategische Vorgehensweise bzgl. AI und der gemanagte Umgang mit Daten als wesentlich gesehen.

Die APG arbeitet schon lange mit klassischen Methoden der KI und Analytik wie beispielsweise bei Prognosen. Durch die steigende Komplexität des Systems sehen wir schon jetzt einen erhöhten Bedarf an diesen Methoden und arbeiten laufend daran, neue Technologien in das Unternehmen zu bringen, inhaltlich zu verwerten und in eine praktische Nutzung überzuführen. Der verfolgte Ansatz zum Aufbau von AI- und Analytikfähigkeiten fokussiert dabei auf mehrere Schlüsselkomponenten, die miteinander verknüpft sind und gemeinsam eine kohärente strategische Vorgehensweise sicherstellen sowie im „AI Center of Excellence“ gebündelt sind (Abb. 1).



Abb. 1. Dimensionen des APG AI Center of Excellence

Ein zentrales Element der Strategie ist das umfangreiche Portfolio an KI-Anwendungsfällen, das sogenannte AI Use Case-Portfolio. Dieses Portfolio enthält eine Vielzahl von spezifischen Anwendungsfällen, die systematisch bewertet, priorisiert und umgesetzt werden. Jeder Anwendungsfall wird sorgfältig ausgewählt, um sicherzustellen, dass er einen hohen Mehrwert für die APG und die Erreichung der Unternehmensziele bietet. Die Implementierung dieser Use Cases erfolgt schrittweise, wobei neue Lösungen zunächst in Pilotprojekten getestet und an die spezifischen Bedürfnisse der APG angepasst werden.

Der interne Know-how-Aufbau spielt ebenfalls eine zentrale Rolle, wobei durch kontinuierliche Schulungen und Weiterbildungen die Mitarbeitenden befähigt werden, neue Werkzeuge und Methoden im Bereich Analytics, KI und Coding zu nutzen. Dies fördert nicht nur die interne Kompetenzentwicklung, sondern bereitet die Belegschaft auch auf die Herausforderungen und Chancen der digitalen Transformation vor. Zentral ist in diesem Zusammenhang ein rasches technisches Onboarding bzgl. Coding und Analytik sowie die regelmäßigen Meetups der internen „Coding Community“.

Schließlich stellt die APG die notwendige technologische Infrastruktur seitens IT bereit, um KI-Implementierungen zu unterstützen und zu skalieren. Dies umfasst sowohl die Bereitstellung leistungsfähiger Hardware und Software als auch die Schaffung einer robusten Dateninfrastruktur und eines zentralen Datenkatalogs, die den Anforderungen moderner KI-Lösungen gerecht werden – sowohl in der Cloud als auch in unserem On-Premise-Rechenzentrum.

Auch aktuelle Entwicklungen wie die europäische Regulierung von AI durch den AI Act betrifft die APG als kritische Infrastruktur besonders. An der Aufarbeitung und Ableitung von Maßnahmen wird bereits aktiv gearbeitet, wobei vor allem die Themen „Qualitätsmanagement“ und „AI Governance“ nicht nur lediglich als zu erfüllende Regulatorik betrachtet werden, sondern als positive Hebel zur nachhaltigen Weiterentwicklung und Verbesserung von bestehenden sowie neuen KI-Systemen.

Durch diesen ganzheitlichen Ansatz und die gezielte Nutzung von KI kann die APG nicht nur die betriebliche Effizienz steigern und die Netzstabilität verbessern, sondern auch ihren zentralen Beitrag zur Erreichung der Nachhaltigkeitsziele und zur erfolgreichen Transformation des Energiesystems leisten.

Vortragender

Pascal Plank, Austrian Power Grid AG, IZD-Tower, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, Österreich

E-Mail: pascal.plank@apg.at

KI zur Überwachung der Schaltapparate in Umspannwerken

Werner Schöffner, Georg Achleitner, Jürgen Plesch, Wolfgang Huska

Die künstliche Intelligenz findet in vielen Bereichen des täglichen Lebens Anwendung. In diesem Beitrag wird konkret gezeigt, wie mit neuronalen Netzwerken auf das Schaltverhalten – oder vielmehr das Fehlverhalten – von Schaltelementen in Umspannwerken geschlossen werden kann. Weiters gibt es auch einen Einblick in andere Anwendungen von künstlicher Intelligenz in der elektrischen Energietechnik.

Die in Hochspannungsanlagen installierten Schaltgeräte (Leistungsschalter, Lasttrenner oder Erdungstrenner) stellen kritische Elemente dar. Diese Schaltgeräte übernehmen die Aufgaben, elektrische Betriebsmittel ein- bzw. auszuschalten, Anlagenteile zu erden und den Schaltzustand zu ändern. Die Schaltgeräte sind mit Motorantrieben ausgestattet, welche die dafür notwendige Energie aus Eigenbedarfsanlagen entnehmen. Diese sind meist aus Sicherheitsgründen und der Redundanz wegen mit mindestens zwei Gleichspannungsversorgungen (Batterien) ausgestattet.

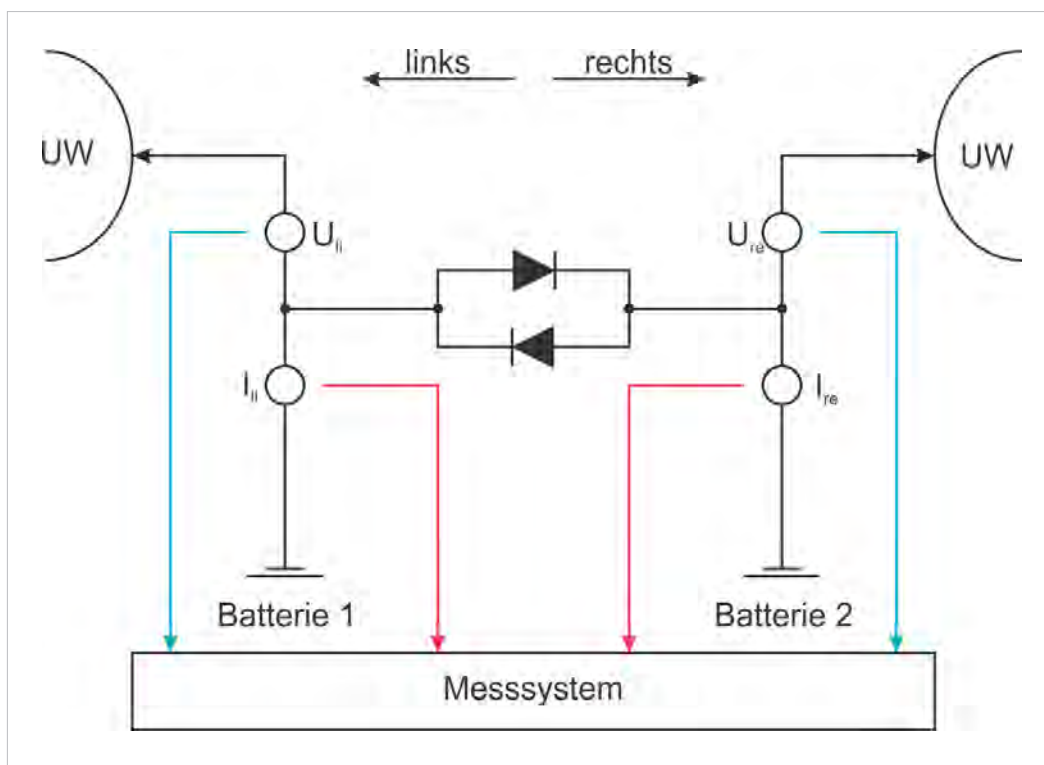


Abb. 1. Aufbau des Messsystems

Dieses neue Verfahren benötigt zur messtechnischen Erfassung nur den aus der Batterie entnommenen Strom, welcher dann für die Analyse mithilfe von neuronalen Netzwerken herangezogen wird, um so die Qualität der durchgeführten Schalthandlung beurteilen zu können. Jedes Schaltgerät hat einen charakteristischen Stromverlauf, der durch äußere Beeinflussungen (Kettenbruch, Alterungserscheinungen, Eislast oder Fehlfunktion) beeinflusst werden kann. Auftretende Abweichungen können mithilfe des neuronalen Netzwerks erkannt werden.

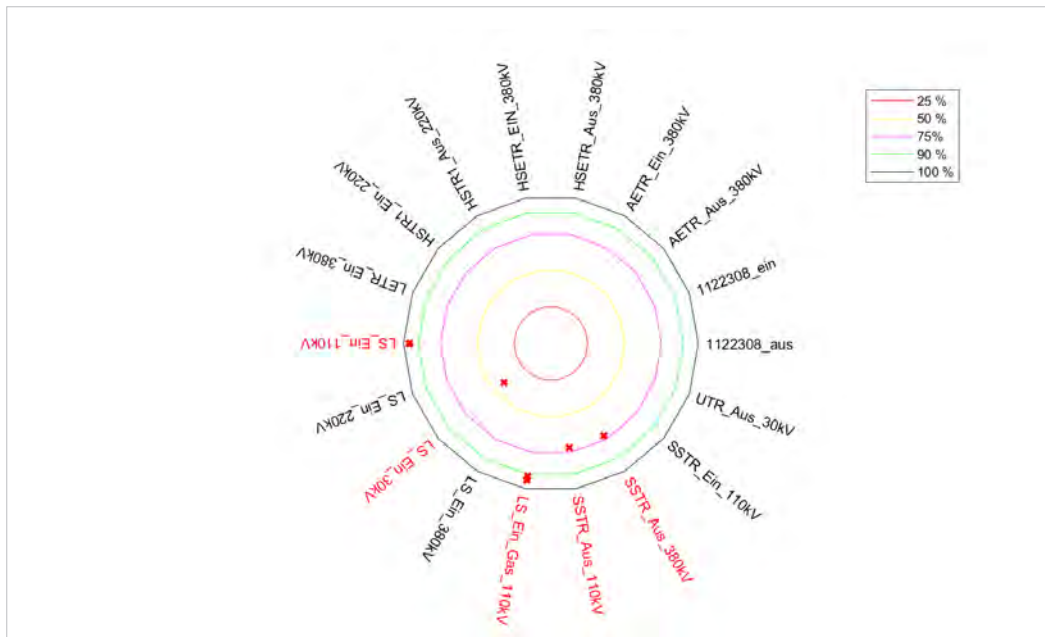


Abb. 2. Ergebnis der Bewertung einer Schalthandlung

Durchgeführte messtechnische Untersuchungen in unterschiedlichen Hochspannungsanlagen konnten den Einsatz des neuronalen Netzwerks zur Erkennung fehlerhaft durchgeführter Schalthandlungen bestätigen. Weitere Anwendungen für diese Verfahren sind bereits in Erprobung. Jeder Vorgang hinterlässt ein Muster und sobald es sich messtechnisch erfassen lässt, kann es auch bewertet werden.

Neben den hier gezeigten punktuellen Bewertungen lassen sich auch die langfristig aufgezeichneten statistischen Messdaten der Schalthandlungen mit KI bewerten. So können der Trend des Losbrechmoments, eine erhöhte Stromaufnahme durch Reibung oder auch die Dauer des Vorgangs wichtige Erkenntnisse über den Zustand der Schaltapparate bringen.

Andere Anwendungen finden sich bereits an Generatoren (Muster der Lagerschwingungen, Wellenmittelpunkts-Vermessungen) oder der Power Quality (z. B. Muster der Oberschwingungen, Verlauf von Spannungseinsenkungen).

Das Projekt, für welches ein Patent der Technischen Universität Graz und Austrian Power Grid AG die Grundlage darstellt, basierte auf einer Innovationsausschreibung. Auch diese Form der Ausschreibung war neu und wird im Beitrag kurz erläutert.

Vortragende

Werner Schöffner, Jürgen Plesch, ARTEMES GmbH, Eibiswald 105, 8552 Eibiswald, Österreich

E-Mail: werner.schoeffner@artemes.org

Georg Achleitner, Wolfgang Huska, Austrian Power Grid AG, IZD-Tower, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, Österreich

Distribution Network Transparency: Paving the Way for Effective Flexibility Utilization in the Future

Werner Brandauer

The ongoing electrification of various sectors combined with ambitious initiatives from the European Union such as FitFor55 [1] and REPowerEU [2] is leading to a significant increase in the number of connected devices and the corresponding hosting capacity in low and medium voltage grids. These trends are currently challenging the planning and construction teams of grid operators who must handle a growing volume of connection requests and grid expansion projects. Despite these challenges, we are only at the beginning of this megatrend. With the continued availability of inexpensive generation capacity, declining battery prices, and further electrification, the demand for connecting additional power to existing grids is expected to surge. Global investments in this area are projected to exceed 400 billion € annually over the next few decades [3], with a significant portion of these investments targeted at distribution system operator (DSO) grids.

These developments pose a significant challenge for network operators who play a crucial role in advancing this progress. Effective integration will require both conventional grid expansion and the implementation of advanced smart software. The most significant leverage in integrating new capacities into medium and low voltage networks today lies in achieving a better understanding and utilization of existing infrastructure. However, this requires greater transparency, which is often hindered by incomplete asset data, inadequate data monitoring, or simply the missing link between the information in different silos, preventing seamless communication and data sharing. This lack of visibility can impede the effective management of networks, making it difficult to integrate renewable energy sources and new loads, and to respond swiftly to faults, changes in demand, or shifts in regulatory processes.

In addition to the previously mentioned lack of transparency, the increasing prevalence of prosumers poses significant challenges for planning and operations departments. The variability of decentralized energy sources and diverse load patterns introduces unpredictability in both production and consumption. While storage solutions and demand response mechanisms provide flexibility, they also complicate the prediction of power flows. The commonly used standard load profiles are becoming obsolete as customers increasingly optimize based on local conditions or market signals. Market signals can prompt coordinated load or generation activities with a high utilization factor. Consequently, power grids require a more flexible and comprehensive management approach to maintain stability and efficiency, with improved transparency being the essential first step.

Experience from various projects indicates that the initial step of integrating data from different silos within the IT and OT domains significantly enhances transparency. The most critical component for future analysis is the grid model, particularly the connectivity data typically managed in the GIS system, which serves as the primary source for a needed converging grid model (Fig. 1). This data is then enriched with additional information from IT systems, such as asset management and ERP systems, and kept up to date by the respective leading system. With these combined inputs, the static network model can be largely generated, and fully automated data checks facilitate efficient integration of these data sources. Achieving transparency regarding actual loads in specific network areas is made possible by incorporating measurement data. In this regard, smart meter systems and additional sensors in medium and low voltage networks are crucial sources of information.

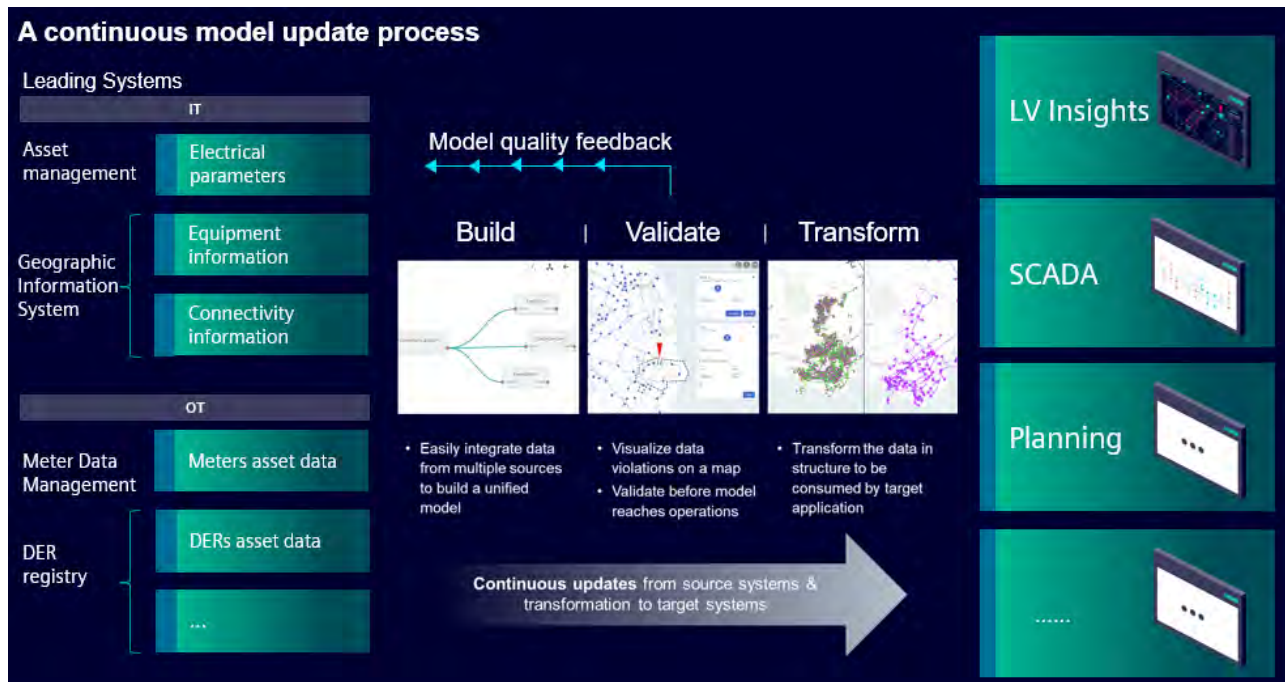


Fig. 1. Continuous model update process to provide transparency based on existing data to enable optimized utilization of existing infrastructure [4]

The foundational transparency achieved through the described data integration serves as a crucial enabler for identifying potential challenges and congestion within the grid, i.e., [5]. By combining this transparency with forecasted load and generation data, it becomes possible to identify and leverage flexibility potentials, leading to a more efficient utilization of the existing power grid infrastructure and enabling a faster energy transition.

Literature

- [1] E. Council, Fit for 55, 2024.
- [2] E. Commission, RepowerEU Plan, 2022.
- [3] E. (2024), World Energy Investment 2024, Paris: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024>, Licence: CC BY 4.0, 2024.
- [4] S. G. Software, LV Insights - Enabling Transparency in Low Voltage, Siemens AG, 2024.
- [5] M. Metzger, D. Tomaselli, M. Druckheimer, P. Dolch, B. Gernsberger and N. Demydov, Introducing the Grid Impact Score: An Indicator for DER Impact on Present and Future Grid States, Vienna: Cired Workshop, 2024.

Lecturer

Werner Brandauer, Siemens AG Österreich, Siemensstraße 90, 1210 Vienna, Austria

E-Mail: werner.brandauer@siemens.com



NACHHALTIGE LÖSUNGEN FÜR ENERGIE UND WASSER

Schubert CleanTech verfügt über umfassendes Elektrotechnik-Know-How und ist Lösungsanbieter für schlüsselfertige Trafostationen, Gleichstrom- und Starkstromanlagen bis 8.000 Ampere, Energiespeicher, Photovoltaikanlagen, Fernwirk- und Steuerungstechnik sowie Leitsysteme für Energieerzeugungsanlagen.



**ENERGIE-
ERZEUGUNG**

**ENERGIE-
VERTEILUNG**



**UMWELT- UND
WASSERTECHNIK**



WIR FÖRDERN ZUKUNFT. — NACHHALTIG.



DIE FFG IST IHR PARTNER FÜR FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG

Wir helfen Ihnen, Ihr innovatives Potenzial optimal und nachhaltig zu erschließen und durch neues Wissen neue Chancen wahrzunehmen.

Besuchen Sie Ihre Zukunft auf www.ffg.at

Vernetzen Sie sich mit uns!



NIS 2 & Cyber Resilience Act – Was kommt in der Cyber Security auf uns zu?

Stephan Hutterer

Angriffe auf kritische Infrastrukturen nehmen stetig zu, auch die notwendige Gesetzgebung wird kontinuierlich weiterentwickelt, um ein angemessenes Sicherheitsniveau zu harmonisieren. Gegenstand ist nun, dass im Zuge der „Digital Decade“ der Europäischen Union sowohl zunehmende Verpflichtungen für Infrastrukturbetreiber entstehen, aber zeitgleich auch Sicherheitsanforderungen für Produkte und Hersteller definiert werden. Der folgende Beitrag soll aufarbeiten, wie diese beiden Seiten zwar logisch zusammenspielen, in Summe aber auch zu signifikanten Herausforderungen führen.

NIS – die Betreiberseite

Von der EU wurde bereits 2016 die erste Netzwerk- und Informationssicherheitsrichtlinie (NIS) veröffentlicht, welche anschließend in den Mitgliedsstaaten in nationale Gesetze implementiert wurde (in Österreich: NISG und NISV). Im Geltungsbereich lagen kritische Betreiber unterschiedlicher Sektoren (Finanzdienstleistung, Energieversorgung, Verkehr, IT-Infrastrukturbetrieb etc.), welche in deren Größe oberhalb national definierter Schwellenwerte liegen. In den nun zurückliegenden Jahren waren diese Betreiber verpflichtet, u. a. Mindestmaßnahmen umzusetzen und diese auch aktiv von unabhängigen Stellen prüfen zu lassen. Auf den Sektor Energie bezogen war Security in unseren Betrieben klarerweise kein Novum, nichtsdestotrotz wurden nicht wenige betroffene Unternehmen vom Detailgrad der Prüfungen und auch Umfang der Maßnahmen stark gefordert.

Mit Dezember 2022 wurde die NIS-Richtlinie von der EU verabschiedet. Seither wird sie weitläufig als „NIS 2“ bezeichnet, welche bis Oktober 2024 in nationale Gesetze gegossen sein muss. Die Änderungen gegenüber „NIS 1“ sind vielfältig, die wesentlichen Eckpunkte können zusammengefasst werden:

- Der **Geltungsbereich** wird fundamental erweitert. Einerseits werden zusätzliche Sektoren hinzugefügt, wie etwa Abfallwirtschaft, Kurierdienste, Lebensmittel- und Pharmaunternehmen, Hersteller elektronischer Waren u.v.m.; andererseits wird bereits seitens EU festgelegt, ab welchen Größen Unternehmen in den Geltungsbereich fallen. Laut Expertenschätzungen reden wir in Österreich von zumindest 3.000 direkt betroffenen Unternehmen (zum Vergleich: In Deutschland geht das BSI von rund 30.000 Unternehmen aus).
- Im Geltungsbereich wird **zwischen wesentlichen und wichtigen Einrichtungen unterschieden**. Während z. B. produzierende Unternehmen in der Regel „nur“ als wichtige Einrichtungen deklariert werden, fallen Infrastrukturbetreiber zumeist in die Klasse der wesentlichen Einrichtungen. Je nach Klasse gelten für ein betroffenes Unternehmen z. B. andere Abläufe für Compliance-Nachweise oder auch unterschiedliche Strafandrohungen – die Hülle der umzusetzenden Maßnahmen wie auch Meldepflichten werden aber auf beide Klassen gleich angewendet.
- Die umzusetzenden **Mindestmaßnahmen** (sogenannte „Risikomanagementmaßnahmen“) wurden umfangreicher und auch expliziter angeführt. Die Detailausgestaltung dieser Maßnahmen wird in den nationalen Implementierungen der Rechtsvorschriften festgelegt, allerdings sind zusätzliche Schwerpunkte auf z. B. Lieferkettensicherheit bereits in der EU-Richtlinie deutlich erkennbar.

- Es ergibt sich eine klare **Meldepflicht** für Cybersicherheitsvorfälle mit definierten zeitlichen Grenzwerten. Unternehmen werden hierfür klare und effektive Prozesse einführen müssen, um im Incident Management zeitgerecht die notwendigen Meldungen durchführen zu können.

Neben diesen Eckpunkten existieren viele weitere Neuerungen, wie etwa Details zu Strafandrohungen und Haftungsregeln, zusätzliche Aufgabenbereiche für die ENISA oder auch die Forcierung von internationalen Standards. Es ist aber an dieser Stelle klar ersichtlich, dass sich sowohl die Anzahl der direkt betroffenen Unternehmen wesentlich erweitert wie auch die Pflichten, welche auf diese Unternehmen zukommen. Insbesondere für neu hinzugekommene Unternehmen im Geltungsbereich, aber auch für bereits in NIS 1 umfasste kritische Betreiber, sind schwierige Herausforderungen definitiv gegeben.

CRA – die Herstellerseite

Neben Regularien, welche die Betreiberseite adressieren, entstehen nun auch weitreichende Anforderungen an Produkthersteller bzw. digitale Produkte an sich durch den EU Cyber Resilience Act (CRA). Da Secure Development Lifecycles (also die Betrachtung von Cybersicherheitsaspekten in der Produktentwicklung sowie im Lebenszyklus) in digitalen Produkten bisher eher *common sense* sind und in unterschiedlich ausgeprägtem Umfang gelebt werden, werden diese nun eine formale Notwendigkeit für die Inverkehrbringung von Produkten in der Europäischen Union – speziell für kritische Komponenten wie etwa jene, die im Stromnetz eingesetzt werden. Doch was regelt dieser Cyber Resilience Act konkret?

Produkte und Inverkehrbringer der Produkte müssen künftig umfangreiche Sicherheitsaspekte betrachten, um überhaupt legal in der EU verkauft werden zu dürfen. Einerseits müssen sie sogenannte „Essential Requirements“ erfüllen, dies sind technische Maßnahmen, um z. B. die Sicherheit der Daten in Produkten sicherzustellen, oder um dem Endbenutzer die Möglichkeit zu geben, Daten oder auch Zugriffe auf Daten vollständig kontrollieren zu können. Diese Requirements kann man als Produkthersteller durchaus als bereits übliche Minimalanforderungen bezüglich Security verstehen. Zusätzlich muss dem Endanwender Dokumentation zur Verfügung gestellt werden, um ein Produkt sicher verwenden zu können – also z. B. Hinweise bezüglich sicherer Konfiguration oder auch eine Anleitung, um sensible Daten von einem Produkt löschen zu können.

Darüber hinausgehend entstehen aber auch umfangreiche und durchaus herausfordernde Pflichten für Hersteller, was den Lebenszyklus von Produkten betrifft, z. B. die Bereitstellung von Security-Updates, die Information bezüglich verfügbarer Updates sowie gefundener Schwachstellen, oder auch die Bereitstellung von Wartungsdauern der Produkte. Auch werden Hersteller verpflichtet, aktiv ausgenutzte Schwachstellen sowie ebenfalls erhebliche Cybersicherheitsvorfälle im Unternehmen an Behörden zu melden. In Summe kann man die aktuell formulierten Anforderungen als durchaus sinnvoll bewerten, letztlich entstehen aber signifikante Mehraufwände für die Entwicklung von digitalen Produkten, um die Compliance zum CRA herzustellen und auch prüfen zu lassen. Speziell bei kleineren und mittleren Unternehmen wird sich erst zeigen, ob und wie praktikabel dies realisiert werden kann – eine Einschränkung auf Unternehmensgrößen existiert hier aktuell nämlich nicht.

Wie sich das alles ergänzt

Letztlich sind NIS und CRA zwei sich ergänzende Rechtsvorschriften, welche eine gesamtheitliche Strategie zur Erhöhung der Cyberresilienz ergeben. NIS richtet sich ausschließlich an Betreiber; da ein Betreiber aber z. B. Maßnahmen für Systemwartung und Updates umsetzen muss, braucht er klarerweise verfügbare Updates für Produkte. Der CRA verpflichtet Hersteller, diese verfügbar zu machen – die Synergie liegt also auf der Hand. Auf diese Weise ergeben sich viele Prozesse, in denen beide Seiten ineinandergreifen und ein

Gesamtbild komplettieren. Die größte Herausforderung wird sich in Summe wohl für Großunternehmen ergeben, die digitale Produkte herstellen und somit sowohl vom CRA (Produkt) als auch NIS 2 (Unternehmensbetrieb) umfasst sind. Kurz gesagt, es kommen interessante Zeiten auf uns zu.

Vortragender

Stephan Hutterer , CyberUp GmbH, Reitherstraße 23b, 4060 Leonding, Österreich

E-Mail: sh@cyberup.at

Life Is On

Schneider
Electric

Nachhaltiger

IMPACT

mit unseren gasisolierten
AirSeT Schaltanlagen.

Dank der innovativen F-Gas-freien
Technologie sorgen unsere AirSeT
Schaltanlagen für mehr Nachhaltigkeit
und Effizienz in Ihrem Stromnetz.



Werden Sie Impact Maker



RM AirSeT™

GM AirSeT™



Cyber-Resilienz im Stromnetz: OT-Schwachstellenmanagement in der Praxis

Andreas Klien, Christian Brauner

Aufgrund ihrer oft unzureichenden Schutzmechanismen stellen Umspannwerke eine große Fläche für Cyberangriffe auf das Stromnetz dar. In den Anlagen befinden sich jeweils viele kritische Schutz- und Steuergeräte, bei denen sich das Ausrollen von Security-Updates schwierig gestaltet. Dadurch rückt das effektive Schwachstellenmanagement in den Fokus, um die Cyber-Resilienz des Stromnetzes zu stärken.

Personalaufwand für OT-Schwachstellenmanagement für EVU

In letzter Zeit gewinnt das Vulnerability Management für Schutz- und Leittechnikgeräte immer mehr an Bedeutung: Einerseits gibt es rechtliche Vorgaben, da es als „Stand der Technik“ angesehen werden muss, dass die Sicherheitslücken von kritischen Geräten als Teil der Risikomanagement-Prozesse überwacht werden müssen. Andererseits kann nicht jedes neue Firmware-Update blind eingespielt werden, da nach einem Update nicht alle Schutz-, Kommunikations- und Logikfunktionen dieser komplexen Geräte vollständig getestet werden können. Dadurch kann das operative Risiko größer sein, den Patch einzuspielen, als ihn nicht einzuspielen. Hiermit kommt noch eine weitere Dimension des Risikomanagements dazu, die im Schwachstellenmanagement der Schutz- und Leittechnik beachtet werden muss. Allerdings bringt das Vulnerability Management im Stromnetz erhebliche Herausforderungen und Aufwände mit sich.

Für die Etablierung eines effektiven OT-Schwachstellenmanagements ist es für Energieversorger erforderlich, zunächst die Sicherheitshinweise (Security Advisories) der Gerätehersteller zu beschaffen. Leider können diese Sicherheitswarnungen nicht gesammelt von einer Quelle bezogen werden, sondern müssen von jedem Hersteller einzeln abonniert werden. Es gibt Initiativen wie die des ICS-CERT, diese Hinweise gesammelt anzubieten, jedoch sind diese nicht vollständig und teilweise auch nicht aktuell. Daher müssen die Sicherheitshinweise direkt bei den Herstellern abgerufen oder abonniert werden.

Auf diese Weise veröffentlichen alleine drei führende Hersteller von Schutz- und Leittechnik zusammen jährlich über 300 Sicherheitshinweise pro Jahr und in Summe bereits über 1.000 Security Advisories, die durchzuarbeiten sind. Jeder dieser Hinweise fasst mehrere Schwachstellen zusammen, wobei im Durchschnitt jeweils etwa ein Dutzend Gerätetypen von einem Advisory betroffen sind.

Die Identifikation, ob ein Security Advisory auf die eigenen Betriebsmittel zutrifft, ist jedoch komplexer als die bloße Kenntnis der Modellbezeichnung und Firmware-Version des Geräts. Oftmals ist die Schwachstelle nicht direkt in der Firmware des Hauptgeräts zu finden, sondern in der Firmware von Erweiterungskarten, die im Gerät eingebaut sind. Ein so detailliertes Verzeichnis der Betriebsmittel, das auch diese Informationen umfasst, ist vielfach nicht vorhanden. Stattdessen sind relevante Informationen über die Betriebsmittel häufig über diverse Projektdaten und Excel-Tabellen verteilt und selten auf dem neuesten Stand.

Der Aufwand für das Schwachstellenmanagement hängt also davon ab, wie homogen die Betriebsmittel des Netzbetreibers hinsichtlich der Hersteller und der eingesetzten Firmwareversionen sind. Typischerweise müssen Hunderte neue Security Advisories pro Jahr überprüft werden. Die Überprüfung kann zwischen zehn Minuten (betroffene Geräteserie wird nicht eingesetzt) und über acht Stunden (Gesprächsbedarf, ob betroffene Gerätetypen in dieser Konfiguration eingesetzt werden) betragen. Daraus ergeben sich viele Arbeitstage Aufwand pro Jahr, die nur Fachexpert:innen durchführen können – alleine um abzuschätzen, ob eine Schwachstelle zutrifft oder nicht.

Automatisierte Lösungen und einheitliche Standards könnten hier eine große Arbeitsentlastung darstellen. In den folgenden Abschnitten wird daher ein Lösungsansatz vorgestellt, in dem die oben beschriebenen manuellen Schritte für das OT-Schwachstellenmanagement – Inventarisierung, Sammeln der Advisories und Abgleich der Geräte mit den Advisories – automatisiert werden.

In unserer Lösung für das automatisierte OT-Schwachstellenmanagement setzen wir auf eine Kombination von mehreren Maßnahmen, um die bestmögliche Abdeckung zu erreichen. Betriebsmittelinformationen werden von IEC 61850 SCL- und CSV-Projektdaten importiert und es ist eine optionale aktive Abfrage der Typenschildinformationen der Schutz- und Leittechnik möglich. Damit kann automatisiert ein aktuelles Betriebsmittelverzeichnis erstellt werden.

Automatisch erstellte OT-Schwachstellendatenbank

Um auch das Vulnerability Management zu automatisieren, werden die Schwachstelleninformationen in maschinenlesbarer Form benötigt. Beim Aufbau unserer Schwachstellen-Datenbank spielt auch das Common Security Advisory Framework (CSAF) eine wichtige Rolle. Das CSAF-Format ermöglicht es Herstellern, Sicherheitshinweise in einem maschinenlesbaren Format zu publizieren. Da es für Security Advisories von OT-Herstellern leider noch keine zentrale Quelle gibt, setzen wir Web-Crawler ein, die die Herstellerwebsites auf neue oder geänderte Sicherheitshinweise scannen. Die gefundenen Informationen werden zeitgestempelt protokolliert und Änderungen an jedem Advisory werden über die Datenbank nachvollziehbar gespeichert. Nicht alle Hersteller veröffentlichen (alle) ihre Sicherheitshinweise auf ihrer Website. Daher wird die Datenbank zusätzlich manuell aus anderen Quellen erweitert.

Einige große Hersteller von Schutz- und Leittechnik veröffentlichten bereits Tausende Advisories im CSAF-Format. Dies erfolgt aber oft nur für die neuen Advisories, sodass bestimmte ältere Sicherheitshinweise nicht im CSAF-Format vorliegen. Für die Security Advisories, die nur als HTML oder PDF veröffentlicht wurden, erstellen unsere Web-Crawler teilweise automatisch die dazugehörigen CSAF-Dateien, die dann von Security-Analysten überprüft werden. Abb. 3 veranschaulicht die verschiedenen Quellformate, die vom Web-Crawler abgerufen und archiviert werden.

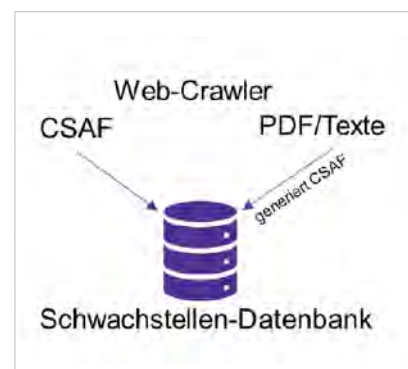


Abb. 1. Funktionsweise des automatisierten Web-Crawlers

Geräte-Metainformationen

Für den Abgleich der Security Advisories mit dem Betriebsmittelinventar ist jedoch immer noch Expertenwissen notwendig, um zu beurteilen, ob der in der Sicherheitswarnung erwähnte Gerätetyp und die Modulkonfiguration mit entsprechender Firmware im Einsatz ist.

Um auch diese Herausforderung zu automatisieren, haben wir unser Expertenwissen in der Vulnerability-Datenbank als Metainformationen implementiert. Diese Metainformationen umfassen Gerätetypen, Module und deren Firmwareversionen, aber auch Regeln für das Zuordnen von Versionsnummern in Advisories bis hin zur Marken-Historie von Gerätetypen, die unter verschiedenen Herstellerbezeichnungen erhältlich waren. Auf diesem Weg kann das System z. B. auch anhand der Fabrikationsnummer des Geräts die Modulkonfiguration ermitteln und auch diese Informationen für die korrekte Zuordnung von Schwachstellen nutzen. Abb. 2 zeigt die Anzahl der Schwachstellen und deren Risiko-Score (nach CVSSv3), die über diesen Prozess über die Security Advisories in unserer OT-Schwachstellendatenbank eingesammelt und mit Metainformationen versehen wurden, wobei in Abb. 3 die Verteilung nach Hersteller bzw. Herausgeber der Security Advisories veranschaulicht wird.

Mit diesem Ansatz ist es uns schließlich möglich, automatisiert nur genau die Schwachstellen anzuzeigen, die für das jeweilige Gerät und seine Komponenten zutreffen.

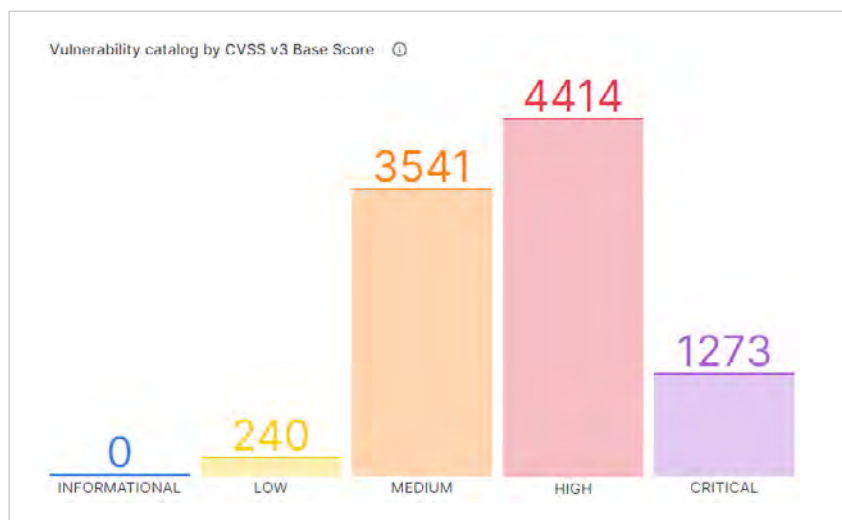


Abb. 2. Anzahl der über Advisories eingesammelten Schwachstellen nach CVSSv3-Risiko-Score

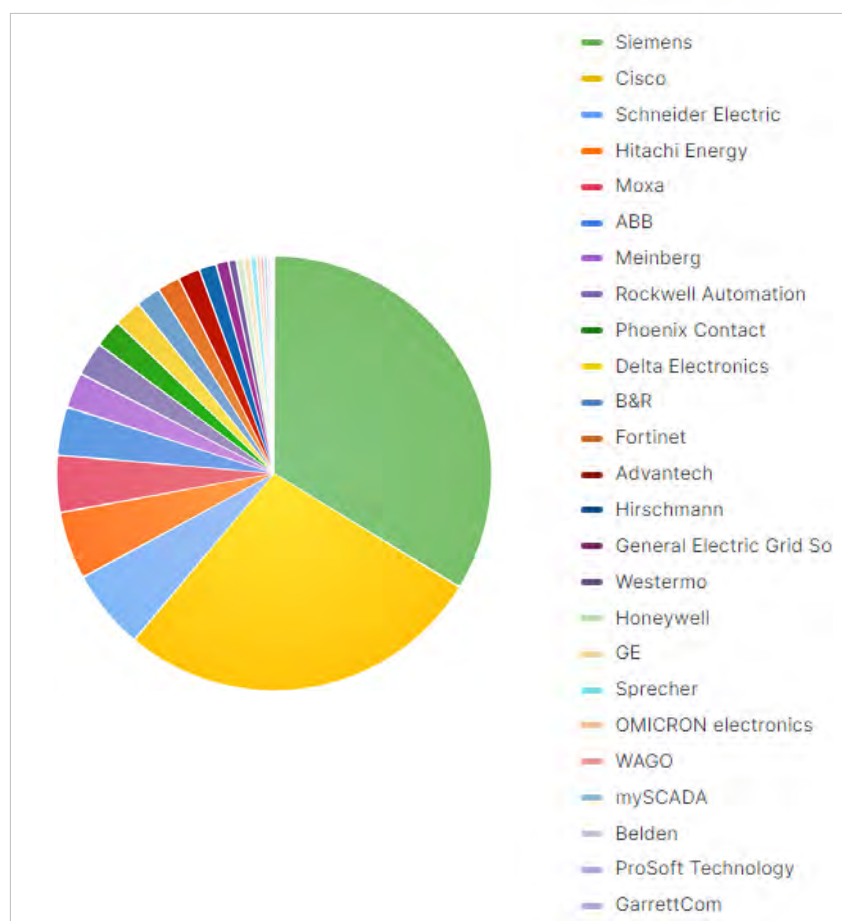


Abb. 3. Verteilung der Schwachstellen nach Hersteller

Vortragende

Christian Brauner, OMICRON electronics GmbH, Euro Plaza 4, Am Europl. 2, 1120 Wien, Österreich
E-Mail: christian.brauner@omicronenergy.com

Andreas Klien, OMICRON electronics GmbH, Klaus, Österreich



LASTFLUSSÜBERWACHUNG

ECHTZEIT-MESSUNG ZUR NETZZUSTANDSERMITTLUNG NACH §14a ENWG

Die Janitza Energiemesstechnik unterstützt Sie bei der Überwachung von Lastflüssen und Spannungsqualität – für Neuanlagen und als Retrofit.

- Für jeden Einsatzzweck die richtige Messtechnik dank einem breiten flexiblen Portfolio
- Spannungsqualität normgerecht erfassen und auswerten z. B. nach EN 50160
- Modulare Messtechnik zur nachträglichen Erweiterung und Anpassung der Messgeräte



Mehr dazu finden Sie hier:
<https://www.janitza.de/loesungen/energiemanagement-enms.html>

Janitza®

Diagnose und Klassifikation von PV-Systemen mittels Elektrolumineszenz und KI

Marlene Loidl, Lohiya Sathishkumar, Amal George, Christof Sumereder, Johannes Exenberger

Die ersten PV-Anlagen sind vor über 20 Jahren in Betrieb gegangen. Durch die Betriebsbelastung und äußere Einflüsse kommt es zur Degradation der Module bzw. zu Fehlern an einzelnen Zellen, womit eine Ertragsminderung einhergeht. Für die Zustandsbewertung wurden bisher elektrische Parameter oder thermografische Methoden eingesetzt, wodurch die Funktionstüchtigkeit einzelner Module nur unzureichend bestimmt wurde. In der Regel wurden degradierte Module ohne weitere Untersuchungen demontiert und entsorgt. Im Rahmen des Projekts PV DiKlaWi wird nun ein selektiveres Diagnoseverfahren basierend auf Elektrolumineszenzfotografie und Bilderkennung mittels KI entwickelt, um das vorzeitige Ausscheiden von funktionstüchtigen PV-Modulen zu verhindern.

Motivation und zentrale Fragestellung

Der massive Ausbau der PV zur Erreichung der Ziele des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (zusätzlich 11 TWh Strom aus PV bis 2030) steht im Kontrast zum vorzeitigen Austausch oder Rückbau von noch funktionsfähigen Photovoltaikmodulen [1]. Das Projekt PV DiKlaWi adressiert diese Problematik und verfolgt das Ziel, die Lebensdauer von PV-Modulen durch ein innovatives Diagnoseverfahren auf Basis von Elektrolumineszenzfotografie in Kombination mit Fehlerklassifizierung durch Künstliche Intelligenz zu verlängern. Die Diagnose mittels Elektrolumineszenz (EL) ermöglicht eine detaillierte Zustandsbewertung der Module, die wiederum eine gezielte Klassifizierung und differenzierte Weiterverwendung der Module ermöglicht. So können Module je nach Zustand im Betrieb verbleiben, für eine Zweitnutzung (Second Life) genutzt oder für ein stoffliches Recycling vorgesehen werden. Diese ressourcenschonende Strategie trägt zur nachhaltigen Nutzung von PV-Anlagen bei und leistet somit einen wertvollen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele.

Methodische Vorgangsweise

Die Inspektion von PV-Systemen mittels Infrarotkameras zur Detektion von Hotspots stellt den aktuellen Stand der Technik dar. Diese Methode ist jedoch anfällig gegenüber Umgebungsparametern und ermöglicht lediglich die Identifizierung von Heißstellen, ohne jedoch dessen Ursache zu kennen. Demgegenüber ist die EL-basierte Diagnostik eine wesentlich sensitivere Methode, bei der sich auch typische Fehler an PV-Modulen bzw. Zellen unterscheiden lassen.

Bei der EL-Messung werden die Module im Durchlassbereich mit einer Spannung beaufschlagt, wodurch dieses Licht bei einer Wellenlänge zwischen etwa 0,9 und 1,3µm abstrahlen (Lumineszenz). Da diese Strahlung schwach ist, funktioniert diese Methode nur in der Dämmerung bzw. Dunkelheit. Da die Lumineszenzstrahlung nicht im sichtbaren Bereich liegt, benötigt man eine Kamera mit optischem Filter für die relevanten Wellenlängen. Die Aufnahmen visualisieren die Fehlerstellen wie Risse, Brüche und Delaminationen der Solarzellen. Im Rahmen des vorliegenden Projekts wird auf dieser Grundlage ein System entwickelt, das in Kombination mit KI eine zuverlässige Zustandsdiagnose der Module ermöglicht. Das verwendete Modell basiert auf der U-Net-Architektur, welche aus zwei Komponenten besteht: einem Encoder-Modul, das die Dimensionalität des Bilds auf einen Vektor latenter Variablen reduziert, und einem Decoder-Modul, das aus dieser latenten Repräsentation eine pixelweise Fehlerklassifikation konstruiert. Trainiert wird das Modell mit einem offenen Datensatz von Elektrolumineszenzbildern von PV-Modulen, der zwölf Fehlerklassen enthält.

Zur Erreichung einer effizienten Inspektion auch an schwer zugänglichen Stellen befindet sich eine Drohne mit ferngesteuerter EL-Kamera im Testeinsatz. Die Kombination von Drohnentechnologie und KI-gestützter Auswertung ermöglicht eine umfassende Schadensanalyse.

Im Einklang mit den Grundsätzen der Kreislaufwirtschaft werden ausschließlich defekte PV-Module der Wiederverwertung zugeführt. Gealterte, aber noch funktionsfähige Module sollen einer zweiten Nutzungsphase im Rahmen von Sozialprojekten zugänglich gemacht werden.

Zwischenergebnisse

Zahlreiche PV-Großanlagen wurden mittels Drohne und Infrarotkamera befliegen. Die Fehlerstellen werden in Abb. 1 aufgrund der Temperaturdifferenz als helle Stellen ersichtlich. Im Labor wurden zusätzlich zahlreiche PV-Module mittels Elektrolumineszenz vermessen. In den EL-Aufnahmen werden die Fehlerstellen der PV-Module als dunkle Stellen ersichtlich (Abb. 2).

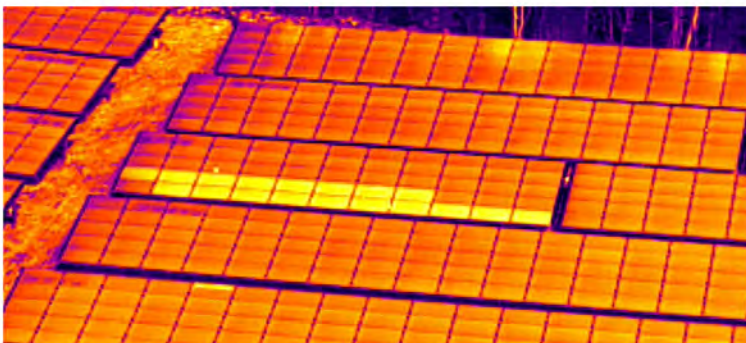


Abb. 1. Infrarotaufnahme PV-Anlage

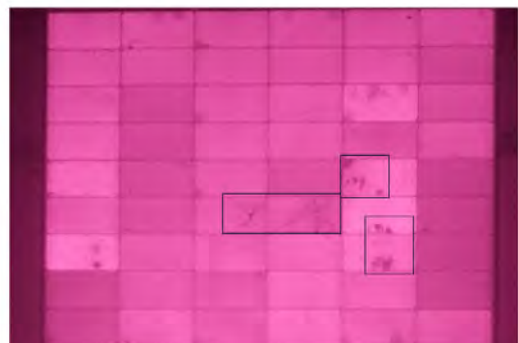


Abb. 2. EL-Aufnahme PV-Modul

Die entstandenen Bilder und festgelegten Fehlerklassifikationen wurden anschließend für das Training des KI-Algorithmus verwendet. Die KI erkennt bereits zuverlässig Fehler von PV-Modulen auf den entstandenen EL-Aufnahmen.

Ausblick

Die Projektlaufzeit von PV DiKlaWi wird mit Ende 2025 abgeschlossen. Bis zum Ende der Laufzeit wird die Drohne für ferngesteuerte Elektrolumineszenzaufnahmen angepasst. Zudem wird ein Konzept für Second Life-Anwendungen für die ausgeschiedenen, aber noch funktionstüchtigen PV-Module erstellt.

Danksagung

Diese Arbeiten wurden im Rahmen des Projekts "PV Diagnose, Klassifikation und Wiederverwertung" (kurz: PV DiKlaWi) durchgeführt, welches aus Mitteln des Zukunftsfonds Steiermark gefördert wird.

Quellen

[1] §4(4) Ziele des EAG (2021)

Marlene Loidl, Lohiya Sathishkumar, Amal George, Christof Sumereder, FH JOANNEUM, Institut Energie-, Verkehrs- und Umweltmanagement, Werk-IV-Straße 46, 8605 Kapfenberg, Österreich
E-Mail: marlene.loidl@fh-joanneum.at

Johannes Exenberger, TU Graz, Institut für Softwaretechnologie, Inffeldgasse 16b, 8010 Graz, Österreich

Digitalisierte Niederspannungsnetz-Ausbauplanung auf Basis der PV-Dachflächenpotenziale

Die Digitalisierung der Netzausbauplanung als erster Schritt in Richtung generative KI als Planungsinstrument

Anna Viehhauser, Sandra Renner, Walter Schaffer

Kurzfassung: Die Voraussetzung für die generative KI ist, dass Trainingsdaten für das maschinelle Lernen bereitgestellt werden. Ein erster Schritt in diese Richtung ist die digitalisierte Niederspannungsnetz-Ausbauplanung unter Einsatz von Digitalen Zwillingen.

Die Datenbasis für die vorgestellte Evaluierung der Niederspannungsnetz-Ausbauplanung bilden Daten, welche in den Systemen der Salzburg Netz GmbH vorliegen. Das Netzinformationssystem (NIS) und das Geografische Informationssystem (GIS) sind in ihrer Anwendung in der Salzburg Netz GmbH ein digitales Abbild von allen realen Betriebsmitteln und -zuständen. Dort werden auch alle Anschlussanfragen und neuen Einspeiser inkl. Kundendaten oder Veränderungen im Neubau bzw. Abbau von Betriebsmitteln erfasst. Beson-

ders von Bedeutung sind dabei die Nennleistungen der Trafos in den Trafostationen. Diese werden mit den Engpassleistungen, der angeschlossenen und angefragten PV-Anlagen verglichen. Basierend auf diesen beiden Größen kann die Auslastung der Trafostationen ermittelt werden. Diese dient als Anhaltspunkt, um den noch zu absolvierenden Ausbau im Netz darstellen zu können. In Abb. 1 wird ersichtlich, dass nur teilweise eine Auslastung über 100 % vorliegt und die Mehrheit der Stationen freie Kapazitäten besitzt.

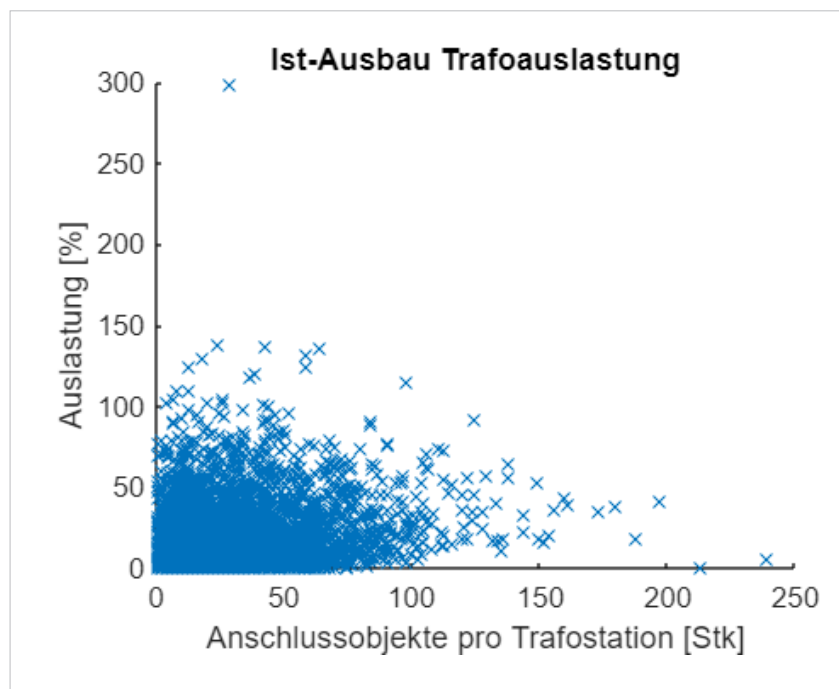
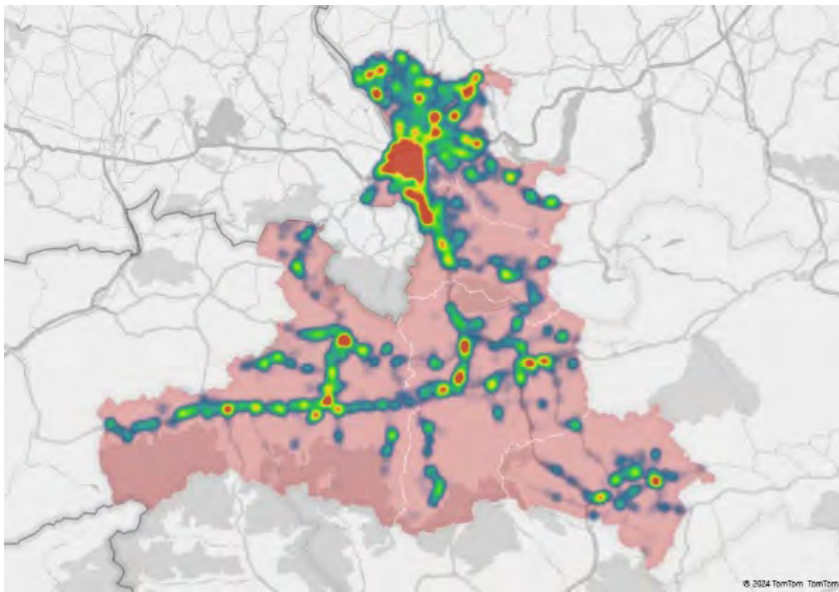


Abb. 1. Derzeitige Transformator-Auslastung in Bezug auf die Anschlussobjekte je Transformator-Station im Verteilernetz der Salzburg Netz GmbH

Mithilfe des Solarkatasters[1] für das Land Salzburg kann ein Potenzial für den Voll-Ausbau auf den Dachflächen berechnet werden. Der Solarkataster gibt Auskunft über die globale Solareinstrahlung je Fläche und berücksichtigt somit die Einschränkungen des Wirkungsgrades durch Ausrichtung und Neigung der Dachflächen. Eine erste Hochrechnung ergab ein Potenzial von 9,85 GW. Dieses wurde anhand der im Land Salzburg verfügbaren Dachflächen (rund 45,5 km²) und einer durchschnittlichen Leistung von 0,215 kWp/m² berechnet. Weitergehend wird durch den Einsatz von realitätsnahen Werten für den Systemwirkungsgrad (13,5 %) und den im Land Salzburg anfallenden nutzbaren Sonnenstunden (1.508 h) ein technisch mögliches PV-Dachflächen-



potenzial je Anschlussobjekt von 2,71 GW im Verteilernetz der Salzburg Netz GmbH ermittelt, welches in Abb. 2 als Summe der Potenziale je Transformatorstation dargestellt wird. Dieses spiegelt die Leistung wider, die in den Niederspannungsnetzen, also in den Netzebenen 6 und 7, bei einem Vollausbau der Dachflächen auftreten wird.

Abb. 2. Summe der Dachflächenpotenziale in MW je Transformatorstation

Die flächendeckende Netzanalyse ist die Datengrundlage für die Investitionsplanung in der Niederspannung. Diese im GIS durchgeführte Netzberechnung beinhaltet die Lastfluss- und Kurzschlussberechnung, mittels welcher Stränge mit Investitionsbedarf je Ortsnetz herausgefiltert werden können. Zusätzlich werden Instandhaltungsdaten wie Mastzustände je Strang berücksichtigt. Diese Netzzustandsbewertungen und die laufenden Kundenprojekte sind die Grundlage für die Priorisierung der Projekte in der Niederspannung. Anhand von Praxisbeispielen werden mögliche Ausbauvarianten untersucht und auf ihre Wirtschaftlichkeit überprüft. Die zukunftsorientierteste Ausbauvariante für das Stromnetz ist jene, nach dem ermittelten PV-Dachflächenpotenzial auszubauen. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass dies aufgrund von beschränkten Ressourcen praktisch nur selten möglich ist. Es ist eine stufenweise Netzausbaustrategie notwendig, z. B. Trafoverstärkung bzw. -tausch (rONT), Niederspannungsausbau oder Errichtung einer neuen Trafostation.

Aus diesen verschiedenen Möglichkeiten soll die netzökonomischste Variante bzw. Reihenfolge ausgewählt werden. Dies geschieht durch die Kategorisierung anhand der durch den Vollausbau zu erwartenden Traforauslastung, die sich, wie in Abb. 3 dargestellt, im Vergleich zu Abb. 1 aufgrund der zu erwartenden zusätzlichen Leistungen vergrößert.

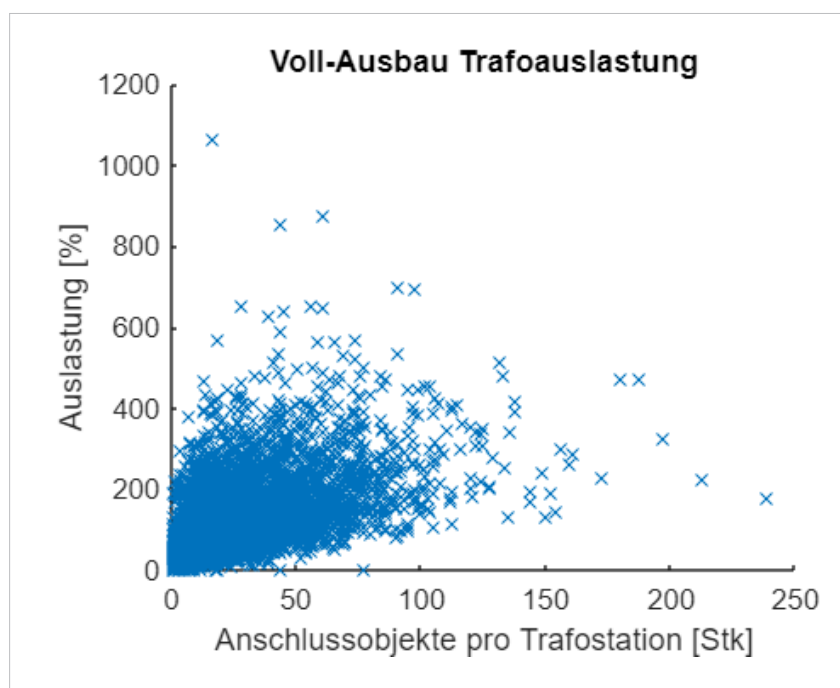


Abb. 3. Potenzielle Transformator-Auslastung in Bezug auf die Anschlussobjekte je Transformatorstation im Verteilernetz der Salzburg Netz GmbH

Die Auswahl der optimalen Ausbau-Variante ist abhängig von diversen Standards sowie beispielsweise von der maximal zulässigen Transformatorgröße der vorhandenen Stationen. Bei der Bewertung von einzelnen Ortsnetzen wird die Varianz dieser verdeutlicht, wo aufgrund unterschiedlicher Standorte von Transformator-Stationen und der Vielzahl an Kabelstrecken nur individuelle Lösungen umsetzbar wären. Im Verteilernetz der Salzburg Netz GmbH gibt es rund 5.000 Transformator-Stationen, die das jeweilig untergeordnete Niederspannungsnetz versorgen. Davon konnte bei rund 1.000 Ortsnetzstationen der Bedarf eines zusätzlichen Stationsneubaus als erforderliche Maßnahme festgestellt werden. Die Standortsuche für neue Stationen wird in Zukunft eine Herausforderung darstellen, die durch den Einsatz von KI und besonders durch den Ansatz des maschinellen Lernens übernommen werden kann. Letzteres sollte auf Basis der Informationen aus dem Netz in der Lage sein, optimale Standorte in Bezug auf Leitungslängen, Grundstücksbegebenheiten und den Zusammenschluss von Mittelspannungsnetzen auszuwerten. Während bei rund 1.000 Stationen durch den Transformator-Tausch die Leistungsübertragung an die Mittelspannungsebene sichergestellt wird, gibt es rund 3.000 Ortsnetze, bei denen dies keine Engpässe bewirkt, aber das untergeordnete Niederspannungsnetz auf die zusätzliche Einspeiseleistung ausgelegt werden muss. Dabei stellt die Verkabelung eine große wirtschaftliche Belastung dar, die in keinem der betrachteten Fälle als Einzellösung zielführend wäre. Die kostengünstigste

Option wird in Abb. 4 in rot dargestellt. Eher kommen der Einsatz von rONT und Längsreglern in Frage, wobei auch dies abhängig vom Einsatzort an der Leitungsstrecke ist. Somit würde sich auch hierfür die KI-basierte vorausschauende Planung anbieten. [2]

Ortsnetz	ON-1					ON-2				ON-3				
Szenario	1	2	3	4	5	1	2	3	4	1	2	3	4	5
Verkabelung	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x
Stationsneubau		x					x				x			
Transformator-Tausch	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
rONT			x		x			x				x		x
Längsregler				x	x				x				x	x

Abb. 4. Angewendete Maßnahmen in realen Ortsnetzen

Quellen

[1] Salzburger Landeskorespondenz. (2023, Jänner 27). Hochauflösende Laserscans zeigen Salzburgs Solarpotenzial. <https://service.salzburg.gv.at/lkorj/detail?nachrid=68007>

[2] Murbacher, A. (2024, Mai). Analyse der notwendigen Niederspannungsnetzentwicklung bei Ausschöpfung der Photovoltaik-Dachflächenpotenziale

Anna Viehhauser, Sandra Renner, Walter Schaffer, Salzburg Netz GmbH, Bayerhamerstraße 16,
5020 Salzburg, Österreich
E-Mail: anna.viehhauser@salzburgnetz.at



Ein Ununterbrochener Konstanter
Zuverlässiger Kontinuierlicher Und
Durchgängiger Effizienter Energiefluss



Die neue UniGear ZS1
500 mm ist da.

25 Jahre kontinuierliche Energie mit weltweit über 700.000 verkauften Schaltfeldern.

Mit einer Schaltfelddbreite von nur 500 mm ist die neue Variante der luftisolierten Mittelspannungsschaltanlage UniGear ZS1 das schmalste Mitglied der ABB UniGear-Familie. Sie ist platzsparend und je nach erforderlicher Leistung mit anderen UniGear ZS1-Schaltfeldern kombinierbar. Die bewährte Schaltanlage bietet höchste Sicherheit für das Personal, noch mehr Zuverlässigkeit und eine intelligente Überwachungs- und Diagnoselösung.



Modellbasierte Entwicklung eines Battery Management-Systems

Martin Meiler

Eine effiziente Produktentwicklung erfordert die Wiederverwendung von verfügbaren Komponenten, um kosteneffizient neue Produkte umsetzen zu können. Dieser Beitrag beschreibt die Entwicklung eines Battery Management-Systems vom Konzept über diverse Architekturen bis hin zur Systemsimulation. Die Cybersicherheit des Produkts wird mittels Security by Design berücksichtigt.

Die Entwicklung eines Battery Management-Systems (BMS) ist komplex und bringt verschiedene Herausforderungen mit sich. So muss die Zellbalancierung sichergestellt, Spannung, Strom, Temperatur und der Ladezustand gemessen, Lade- und Entladestrategien und ein thermisches Management umgesetzt werden. Um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, muss z. B. ein Kurzschluss oder eine Überladung schnell diagnostiziert und darauf reagiert werden. Des Weiteren müssen regulatorische Standards und Vorschriften eingehalten und marktspezifische Anforderungen wie Kosteneffizienz, Skalierbarkeit und Flexibilität in Bezug auf den Anwendungsfall sowie unterschiedliche Batterietypen berücksichtigt werden.

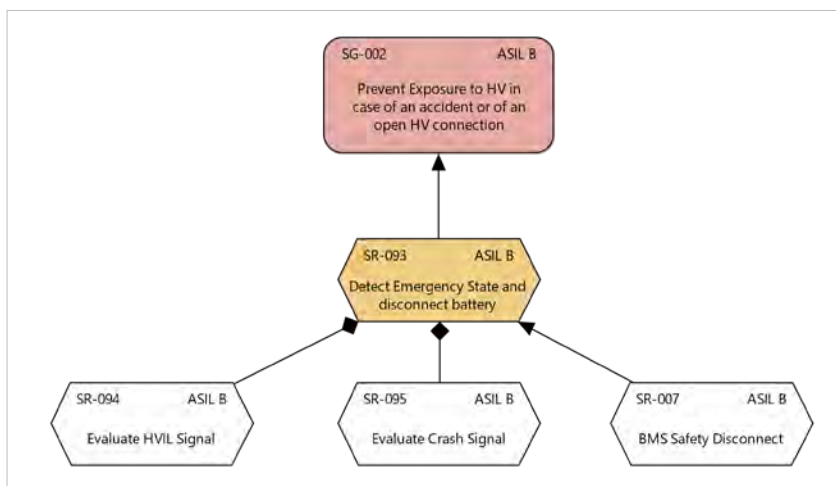
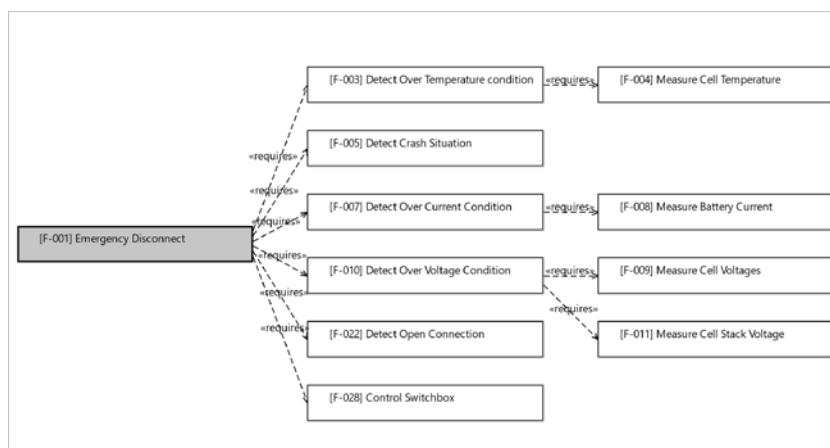


Abb. 1. Beispiel Anforderungen

Von Anforderungen zur Architektur

Modellbasierte Entwicklungsmethoden wie das modellbasierte Systems Engineering ermöglichen die Betrachtung dieser komplexen Anforderungen bereits in der frühen Konzeptphase der Produktentwicklung. Somit können sämtliche relevante Parameter und nichtfunktionale sowie funktionale Anforderungen (Abb. 1) erfasst und Abhängigkeiten identifiziert und festgelegt werden.



Im nachfolgenden Schritt erfolgt die Funktionszerlegung (Abb. 2) und die Entwicklung einer Funktionsarchitektur, in der beschrieben wird, wie unter Berücksichtigung der morphologischen Toolbox die umzusetzenden Funktionen implementiert werden können.

Abb. 2. Funktionale Zerlegung

Die Systemarchitektur (Abb. 3) beschreibt die konkrete Umsetzung der benötigten Funktionen und stellt die Grundlage der Umsetzung dar, die in weiteren Hard- und Softwarearchitekturen detailliert wird. Diese kann später auch zur Identifizierung von Cyber Security Assets verwendet werden, sodass eine unmittelbare Wiederverwendung der bereits vorhandenen Information möglich ist.

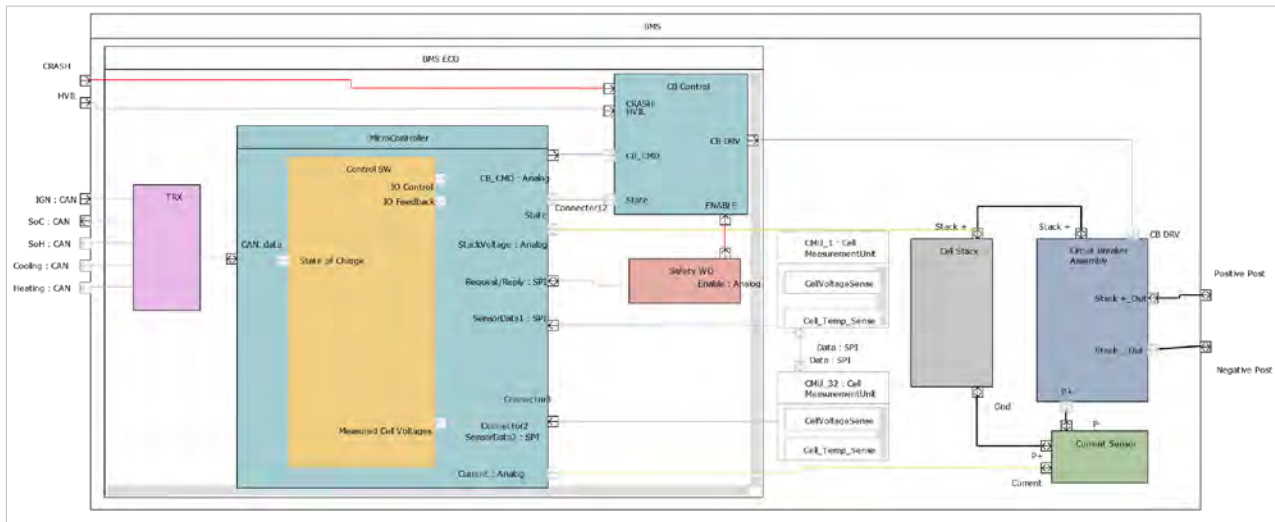


Abb. 3. Ausschnitt der Systemarchitektur

Einbindung der funktionalen Sicherheit

Auf Basis der bisher vorhandenen Informationen, der Anforderungen und Architekturen werden unterschiedliche Analysen umgesetzt, um die Sicherheit des Produkts zu gewährleisten. Zunächst werden Fehlfunktionen zu den Systemfunktionen identifiziert und mögliche daraus resultierende Gefährdungen identifiziert. Nach der Risikobewertung können Toplevel-Sicherheitsanforderungen formuliert werden, die im Automotive-Kontext als Sicherheitsziele bezeichnet werden. Durch die Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse (FMEA) werden Fehler-Effektketten erstellt und bewertet. Somit können kritische Fehlerpfade identifiziert werden, die die Realisierung von zusätzlichen Sicherheitsmechanismen erfordern. Diese werden mittels zusätzlicher Anforderungen in den Entwicklungsprozess eingebracht, wodurch eine Überarbeitung der Architektur nötig wird und schließlich eine Neubewertung der Implementierung erfolgt.

Realisierung von Regelalgorithmen mittels Embedded Software

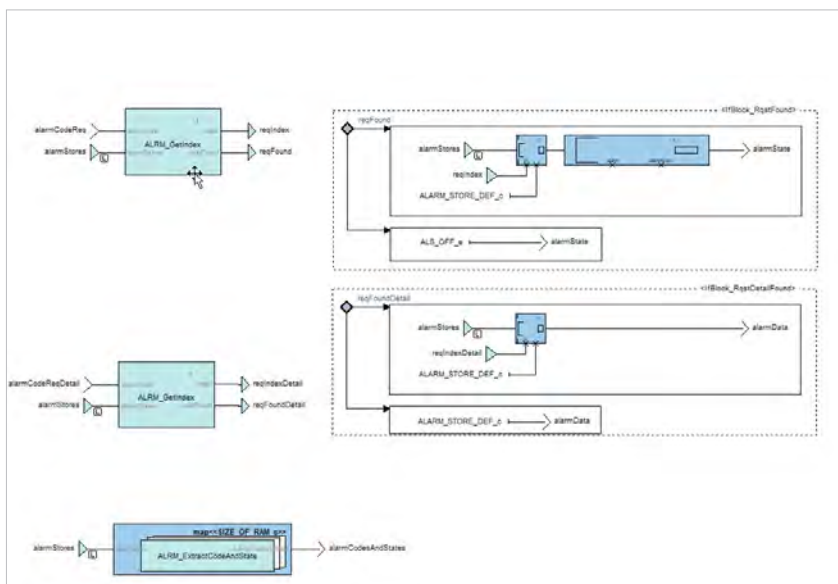


Abb. 4. Teil der Softwaremodellierung

Aus der Systemarchitektur heraus wird die erforderliche Software-Architektur entwickelt und nachfolgend ggfs. die modellbasierte Umsetzung der Software (Abb. 4). Diese hat im Vergleich zur direkten Programmierung den Vorteil, dass die umgesetzte Software häufig verständlicher und leichter wiederverwendbar ist. Da in der Implementierung auch die zugehörigen Anforderungen verknüpft werden, ist die Wiederverwendung ganzer Module in neuen Projekten möglich.

Die Realisierung von Continuous Integration/Continuous Delivery (CI/CD) Frameworks ermöglicht eine überwachte Softwareentwicklung, wobei regelmäßig sämtliche Testfälle ausgeführt werden, um frühzeitig Implementierungsfehler identifizieren zu können.

Systemsimulation unter Verwendung physikalischer Modelle

Sobald die Regelsoftware verfügbar ist, kann unter Verwendung von parallel entwickelten, physikalischen Simulationsmodellen das Systemverhalten analysiert werden, ohne dass ein Prototyp verfügbar ist. Die komplexen, physikalischen Simulationsmodelle können durch Modellordnungsreduktion in performante Reduced Order-Modelle (ROM) und weiter in Functional Mock-up Units (FMU) umgewandelt werden. Dadurch sind nahezu Echtzeitsimulationen möglich und auch die Regelsoftware kann als FMU exportiert werden, wodurch sowohl Regelstrecke (Batterie-ROM) als auch der Regler (Software-FMU) für realitätsnahe Systemsimulationen (Abb. 5) herangezogen werden. Die Systemsimulation ermöglicht somit die simulative Verifikation von Sicherheitsmechanismen.

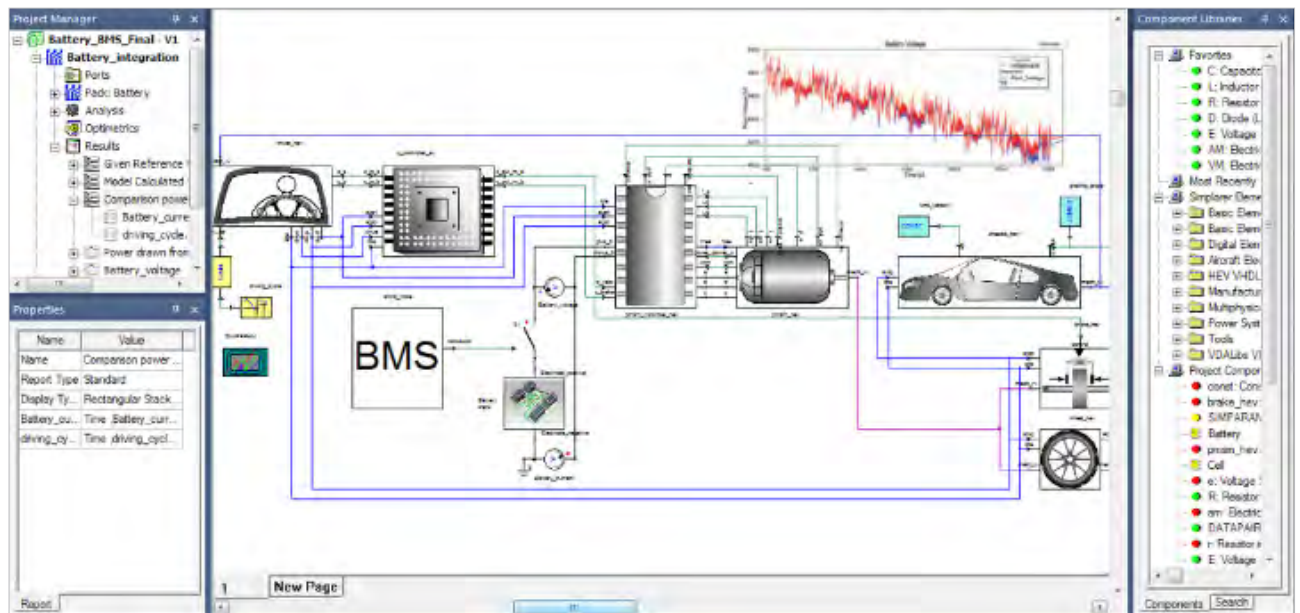


Abb. 5. Systemsimulation unter Verwendung eines virtuellen Batteriemodells sowie der Regelsoftware

Betrachtung von Cyber Security-Risiken

In der modernen Welt sind viele Geräte und Komponenten miteinander vernetzt. Somit besitzen Produkte Schnittstellen zur Außenwelt, die u. U. auch ungewollt durch Cyberkriminelle genutzt werden können. Um dies zu verhindern, können mittels eines Security-by-Design-Ansatzes bereits in der frühen Produktphase eine Analyse möglicher Bedrohungen sowie mögliche Abmilderungen (Mitigationen) betrachtet werden.

Grundlage der Betrachtung sind die Schnittstellen der Systemarchitektur (Abb. 3), die als schützenswertes Asset bezeichnet und mit entsprechenden Cyber Security-Eigenschaften wie Vertraulichkeit, Integrität oder Verfügbarkeit versehen werden. Mittels der Betrachtung und Bewertung möglicher Schadensszenarien können Angriffe auf die Assets mittels Kombinationen aus Cyberattacken bewertet werden.

Somit können mittels eines Angriffsbaums (Abb. 6) kritische Angriffspfade ermittelt und durch Security-Maßnahmen abgeschwächt werden. Die nötige Umsetzung der Maßnahmen wird in zusätzlichen Security-Anforderungen spezifiziert und in einem Redesign der System- oder Softwarearchitektur festgehalten.

Im Unterschied zur funktionalen Sicherheit, die bei Freigabe des Produkts abgeschlossen ist, wird die Cybersecurity des Produkts Lebenszyklus-begleitend weiterentwickelt.

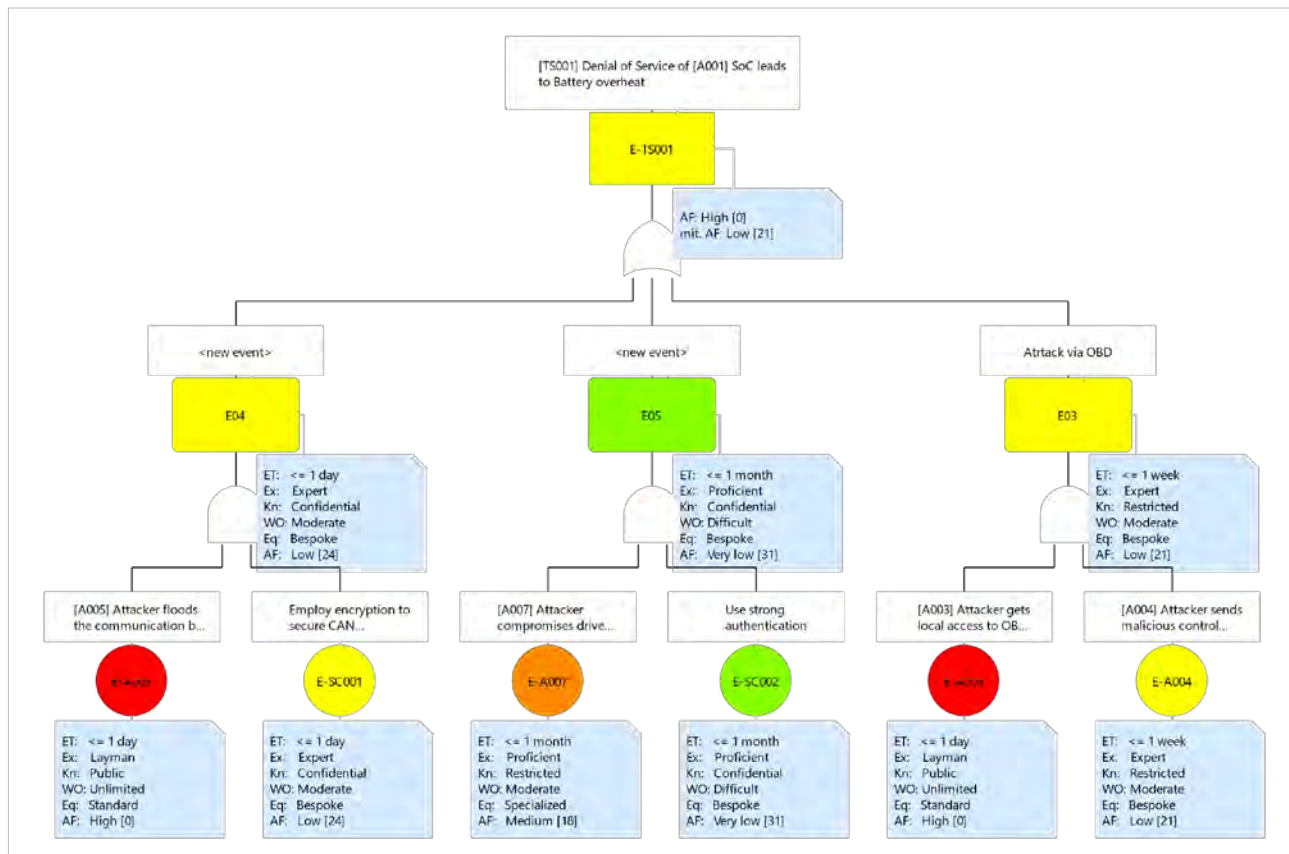


Abb. 6. Abbildung einer Cyberattacke mittels eines Angriffsbaums

Ganzheitliche Betrachtung des zu entwickelnden Systems

Anhand mehrerer Schritte wurde gezeigt, wie Systeme heute unter Verwendung unterschiedlicher Tools modellbasiert entwickelt werden können. Um die Kunden bestmöglich zu unterstützen, hat Ansys die Produktpalette von der reinen physikalischen Simulation deutlich erweitert, sodass heute auch Systemarchitektur, funktionale Sicherheit, Cyber Security, Embedded Software, Material Information Management, Simulations- und Prozessdatenmanagement sowie Prozessautomatisierungs- und Optimierungswerkzeuge zum angebotenen Portfolio gehören. Die Verwendung offener Standards, Schnittstellen und Formate ist dabei wesentlicher Bestandteil zur Einbindung von Werkzeugen unterschiedlicher Hersteller in Unternehmensprozesse.

Martin Meiler, CADFEM Germany GmbH, Am Schammacher Feld 37, 85567 Grafing b. München, Deutschland
E-Mail: mmeiler@cadfem.de

ProSafE² – Ergebnisse von In-Feld-Prüfungen für den elektrotechnisch sicheren Betrieb von DC-Ladestationen

Daniel Herbst, Martin Fürnschuß, Robert Schürhuber, Peter Reichel,
Daniel Stahleder, Christian Auer, Ernst Schmautzer

Mittlerweile sind rund 20 % der in Österreich installierten öffentlich zugänglichen Elektrofahrzeug-Ladestationen DC-Ladestationen (22.661 Ladepunkte, davon 3.372 mit 23-150 kW und 1175 mit > 150 kW [1]). Demnach nehmen Gleichstrom-Ladestationen einen immer größeren Stellenwert im Bereich der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge ein. Betreiber:innen stehen dabei vor der Herausforderung, deren Betrieb zuverlässig und vor allem langfristig sicher zu gewährleisten. Zur Bewältigung ist eine wiederkehrende Prüfung solcher DC-Ladestationen unabdingbar.

Eines der Kernziele des Forschungsprojekts ProSafE² ist daher die Entwicklung einer Methodik bzw. eines Konzepts zur wiederkehrenden Prüfung von DC-Ladestationen. Dazu wurden basierend auf (inter)nationalen Normen, Erfahrungen der Projektpartner sowie Inputs von Stakeholdern der Branche unterschiedliche Test Cases (TCs) entwickelt, siehe nachfolgende Tab. 1. Sofern eine Ladestation diese Test Cases besteht, ist davon auszugehen, dass diese elektrisch sicher ist.

Nr.	Test Case		Nr.	Test Case	
1	Sichtkontrollen	wP	9	Unterbrechung des CP-Leiters	wP
2	Durchgängigkeit des PE-Leiters	wP	10	Kurzschluss des CP- und PE-Leiters	wP
3	Isolationsprüfung der Ladeleitungsgarnitur	wP	11	Kurzschluss DC+/DC- vor Laden	add
4	Schleifenimpedanzmessung AC-seitig	wP	12	Spg.-Einbruch DC+/DC- während Laden	add
5	Testladevorgang	wP	13	Ladeabbruch durch Kommunikation	wP
6	Prüfung des Isolationsüberwachungsgeräts	wP	14	Funktionskontrolle Not-Aus	wP
7	Unterbrechung des PE-Leiters „virtuell“	wP	15	Ladeenergiemessung DC	add
8	Widerstandsmessung PP	wP	16	Ladeenergiemessung AC und PQ	add
wP...geplant als Teil der wiederkehrenden Prüfung, add...ergänzende Tests in ProSafE ²					

Tab. 1. Übersicht der in ProSafE² entwickelten Test Cases

Sämtliche Test Cases wurden u. a. mithilfe eines eigens dafür entwickelten Prüfgerätedemonstrators an unterschiedlichen DC-Ladestationen verschiedener Hersteller unter realen Bedingungen einer wiederkehrenden Prüfung im Feld validiert. Die nachfolgende Abb. 1 zeigt einen beispielhaften Messaufbau bzw. das Test-Setup im Zuge eines Feldversuchs an einer 50-kW-Elektrofahrzeug-Ladestation.

Laut der vorläufigen Auswertung der Ergebnisse haben die unterschiedlichen Elektrofahrzeug-Ladestationen dabei sämtliche Tests – basierend auf den gemäß deren Herstellungszeitpunkt gültigen Bewertungskriterien – bestanden und es konnten keine gravierenden Mängel festgestellt werden.

Sämtliche Erkenntnisse aus ProSafE² fließen laufend in die aktuelle und in Ausarbeitung befindliche zweite Edition der OVE-Richtlinie R 30 mit ein, welche auch Empfehlungen hinsichtlich des Umfangs bzw. der Prüfintervalle von DC-Ladestationen in Österreich enthalten wird.



Abb. 1. Beispielhafter Messaufbau während eines Feldtests mit dem Prüfgerätedemonstrator (links im Bild im Transporter) sowie dessen externer Bedieneinheit (Koffer, rechts im Bild), einer DC-Ladestation (50 kW, Bildmitte) und ergänzender Messtechnik

Acknowledgement

Das Forschungsprojekt ProSafe² wird im FFG Basisprogramm als Collective-Research-Projekt gefördert und von Partnern der Branche unterstützt.



Quellen

- [1] AustriaTech / OLE – Österreichs Leitstelle für Elektromobilität, Elektromobilität in Österreich – Zahlen, Daten & Fakten | April 2024, https://www.austriatech.at/assets/Uploads/Publikationen/PDF-Dateien/OLE_ZDF_2024_April_DE.pdf, zuletzt abgerufen am 29.05.2024.
- [2] OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Forschungsprojekt ProSafe², <https://www.ove.at/energie-wende/projekt-prosafe2/>, zuletzt abgerufen am 03.06.2024.
- [3] OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik, OVE-Richtlinie R 30 – Sicherer Betrieb von elektrischen, konduktiven Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit einer Nennspannung bis AC 1000 V und DC 1500 V, Wien, 2020.
- [4] Herbst, D., Fürnschuß, M., Schürhuber, R., Reichel, P., Stahleder, D., Auer, C., Schmutzter, E., DC Electric Vehicle Charging Stations – A Periodic Verification Approach, EVS37 2024: 37th Electric Vehicle Symposium – Seoul, Südkorea, 2024.
- [5] Herbst, D., Fürnschuß, M., Schürhuber, R., Reichel, P., Stahleder, D., Auer, C., Schmutzter, E., Wiederkehrende Prüfung von DC-Ladestationen – Ein Update aus dem Projekt ProSafe², OVE-Energietechnik-Tagung 2023, Klagenfurt, 2023.
- [6] Herbst, D., Fürnschuß, M., Schürhuber, R., Reichel, P., Lehfuß, F., Auer, C., Schmutzter, E., DC Electric Vehicle Charging Infrastructure – Methods for Periodic Verification, CIRED 2023: 27th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution - Rom, Italien, 2023.
- [7] Herbst, D., Fürnschuß, M., Reichel, P., Lehfuß, F., Auer, C., Schmutzter, E., Challenges and related Solutions for Periodic Verification of DC Electric Vehicle Charging Stations, CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems, Porto, Portugal, 2022.

- [8] Herbst, D., Schürhuber, R., Schmutzner, E., A contribution to protective measures against electric shock at DC charging stations, ITEC 2019, IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Novi, MI, USA, 2019.

Daniel Herbst, Martin Fürnschuß, Robert Schürhuber, TU Graz – Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Infeldgasse 18/I, 8010 Graz, Österreich

E-Mail: daniel.herbst@tugraz.at

Peter Reichel, OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Eschenbachgasse 9, 1010 Wien, Österreich

Daniel Stahleder, AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 4, 1210 Wien, Österreich

Christian Auer, KS Engineers, Baiernstraße 122a, 8052 Graz, Österreich

Ernst Schmutzner, ESC Graz, Nikolaiplatz 4, 8020 Graz, Österreich

INNOVATIONEN FÜR DIE ENERGIEWENDE



Im AIT Center for Energy arbeiten rund 300 Expert:innen am Energiesystem der Zukunft. Das Themenportfolio orientiert sich an drei zentralen Systemen: Öffentliche Energieversorgungssysteme, Industrielle Energiesysteme und Städte & gebaute Umwelt. Mit seiner hochwertigen und spezifischen Laborinfrastruktur, langjährigen Erfahrung und wissenschaftlichen Exzellenz bietet das AIT Center for Energy seinen Kund:innen und Partner:innen innovative und angewandte Forschungsservices.



Zukünftige Herausforderungen beim Netzanschluss von nichtsynchronen Stromerzeugungsanlagen

Darko Brankovic, Philipp Hackl, Robert Schürhuber

Einleitung

Für den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen im Netzparallelbetrieb müssen zum Erhalt der Systemstabilität national definierte technische Anforderungen eingehalten werden. Zur Harmonisierung der Anforderungen der einzelnen EU-Mitgliedsstaaten wurden im Jahre 2016 auf europäischer Ebene die sogenannten „Requirements for Generators“, kurz RFG, veröffentlicht. Diese sind national umzusetzen, welche in Österreich zur Veröffentlichung der Netzanschlussrichtlinien „TOR Stromerzeugungsanlagen“ führten.

Darin sind erstmals netzdienliche Aspekte für Stromerzeugungsanlagen im Fehlerfall festgelegt, welche das Anlagenverhalten im Fehlerfall definieren. So wurden speziell für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen (z. B. PV, Wind) folgende Netzstützungsverfahren bei Fault-Ride-Through(FRT)-Ereignissen bestimmt:

- **Aufrechterhaltung des Arbeitspunkts**
Der Arbeitspunkt soll im Fehlerfall so gut wie technisch möglich aufrechterhalten werden.
- **Eingeschränkte dynamische Netzstützung**
Im Fehlerfall muss die Stromerzeugungsanlage den eingespeisten Strom abregeln, aber mit dem Netz verbunden bleiben.
- **Dynamische Netzstützung**
Während eines Fehlerzustands muss die Stromerzeugungsanlage bei einer Spannungsänderung proportional den Blindstrom anpassen, um dieser Änderung entgegenzuwirken.

Veröffentlichungsprozess der neuen „Requirements for Generators 2.0“

Abb. 1 zeigt den gesamten Prozess für die „Requirements for Generators 2.0“, welche voraussichtlich ab 2027 in Österreich für alle zukünftigen Stromerzeugungsanlagen Gültigkeit haben. Nach der Veröffentlichung der Netzanschlussbedingungen seitens der EU-Kommission muss jeder Mitgliedstaat innerhalb einer Frist von zwei Jahren diese in eine nationale Richtlinie umsetzen. Eine Ausnahme stellt hier die Grid-Forming-Eigenschaft dar, wo eine zusätzliche Übergangsfrist von einem Jahr gilt. Diese wichtige Eigenschaft wird im Weiteren näher erläutert.

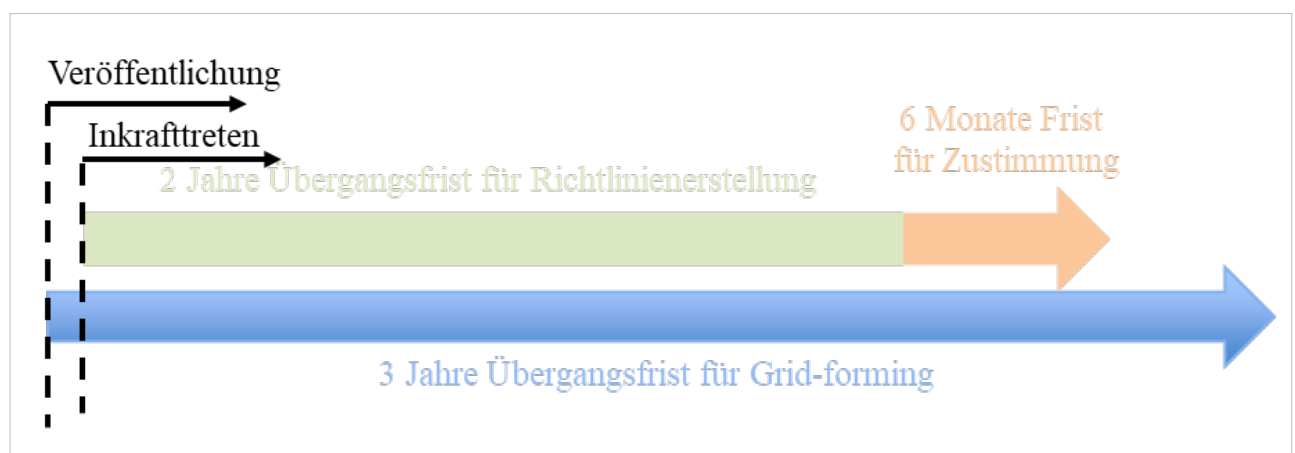


Abb. 1. Umsetzungsprozess der Grid-Forming-Anforderung

Die genannten Netzstützungsverfahren sind maßgeblich in der Grid-Following-(„netzfolgend“) Regelungsstruktur nachgebildet, welche einer geregelten Stromquelle entspricht. In der überarbeiteten Version der europäischen Netzanforderungen, der „Requirements for Generators 2.0“, wird nun jedoch ein Spannungsquellenverhalten gefordert, welches nur durch Grid-Forming-(„netzbildende“) Regelungsprinzipien erfüllt werden kann. Damit werden netzstabilisierende Eigenschaften implementiert, welche bisher nur von Synchrongeneratoren zur Verfügung gestellt wurden.

Die allgemeine Definition des Grid-Forming-Fehlerverhaltens in den unterschiedlichen Zeitbereichen und die Gültigkeit für die unterschiedlichen Leistungsklassen (Typ A-D) sind in Abb. 2 dargestellt. Im Allgemeinen muss ein Spannungsquellenverhalten hinter einer Impedanz nachgebildet werden. Damit gewährleistet man eine inhärente Reaktion auf netzseitige Änderungen der Spannung, solange die maximal zulässige Stromgrenze der Einspeisung nicht überschritten wird.

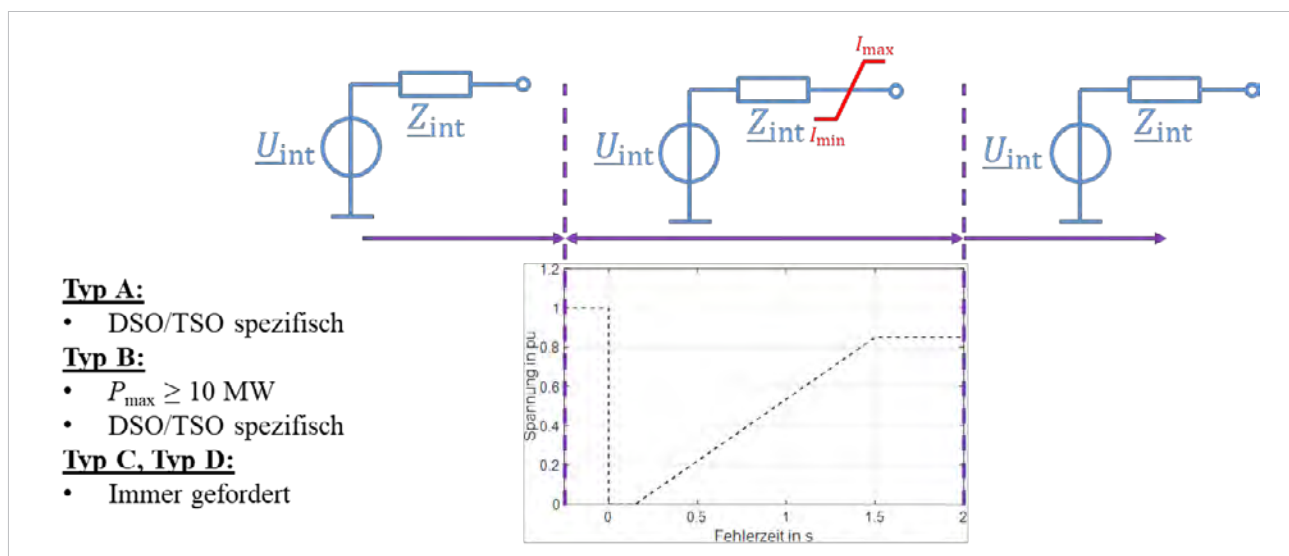


Abb. 2. Grid-Forming-Anforderung für unterschiedliche Fehlerzeitbereiche und Leistungsklassen

Aktueller Status: Grid-Forming

Eine Analyse der weltweit erarbeiteten Netzanschlussrichtlinien zeigt eine nähere Spezifizierung des Spannungsquellenverhalten und weiterer technischer Anforderungen für das Grid-Forming-Regelungsprinzip. Diese sind zwar in den europäischen Netzanschlussbedingungen nicht implementiert, es ist jedoch in Bälde mit einer genaueren Spezifikation zu rechnen, welche sich an diese internationalen Richtlinien anlehnt.

- **Stromlimitierung**

Das Grid-Forming-Verhalten muss bis zur Stromlimitierung gewährleistet sein, wobei dies zu einer möglichen Überdimensionierung der nichtsynchronen Stromerzeugungsanlage gegenüber dem stationären Betrieb führen kann.

- **Verhalten bei Phasensprung der Netzspannung**

Als Folge eines Phasensprungs muss eine inhärente Wirkleistungsflussänderung stattfinden.

- **Verhalten bei Amplitudensprung der Netzspannung**

Zur Stützung der Netzspannung muss nach einem Amplitudensprung ein zusätzlicher inhärenter Blindleistungsfluss stattfinden.

- **Verhalten bei Frequenzänderungen**

Die Stromerzeugungsanlage muss innerhalb von bestimmten Frequenzbereichen und bei definierten Frequenzgradienten stabil betrieben werden können.

- **Klein- und Großsignalstabilität und Dämpfungseigenschaften**

Die Stromerzeugungsanlage muss bei stationären Betriebspunkten und während Fehlerzuständen die Stabilität wahren. Für spezifische Frequenzbereiche ist eine dämpfende Eigenschaft nachzuweisen.

- **Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit**

Das Grid-Forming-Regelungsprinzip ermöglicht (mit zusätzlichen Stromspeichern) unter Erfüllung bestimmter Funktionalitäten und Reaktionsgeschwindigkeiten die Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit.

Darko Brankovic, Philipp Hackl, Robert Schürhuber

TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18, 8010 Graz

E-Mail: darko.brankovic@tugraz.at



g^3 TECHNOLOGY

THE **ALTERNATIVE TO SF₆** FOR HIGH VOLTAGE APPLICATIONS

GE's g^3 products maintain the same high-quality performance and dimensional footprint while reducing global warming potential by more than 99% when compared with SF₆ products.



SUSTAINABILITY

99% reduction in global warming potential impact



PERFORMANCE

Same dimensional footprint and temperature range, same operational output



DECARBONIZATION

g^3 projects across 30 utilities are on track to prevent 1,000,000 tons of CO₂ equivalent

BETTER FOR THE GRID, BETTER FOR THE PLANET.



PV-Freiflächenanlagen

Benjamin Jauk, Robert Schürhuber, Katrin Friedl

Zur Erreichung der Klimaziele spielt der Ausbau von Photovoltaik (PV) eine zentrale Rolle. Neben Kleinprojekten sind dabei vor allem Großprojekte im Megawatt-Bereich zunehmend von Bedeutung. Diese Großanlagen werden immer häufiger nicht nur auf Hallendächern installiert, sondern auch als Freiflächenanlagen (PV-FFA) realisiert. Ein wesentlicher Unterschied bei der Betrachtung der ohmschen Beeinflussung von PV-FFA verglichen mit konventionellen Kraftwerken bzw. Umspannwerken ist die größere Ausdehnung. Hinzu kommt, dass PV-FFA zukünftig vermehrt im näheren Umkreis von Freileitungen bzw. Umspannwerken errichtet werden. Die PV-FFA werden nun aufgrund der Nähe zur Hochspannungsanlage dahingehend beeinflusst, dass bei Fehlern in der Hochspannungsanlage unzulässige Berührungsspannungen auftreten können. Ein weiterer Aspekt im Zusammenhang mit PV-FFA sind atmosphärische Entladungen (Blitze).

PV-Großanlagen im Nahbereich von Hochspannungsanlagen

Bei Annäherungen von PV-Anlagen an Hochspannungsanlagen stellt sich die Frage, ob bei einem Fehler in der Hochspannungsanlage unzulässige Berührungsspannungen im Bereich PV-FFA auftreten. Durch Simulationen wurden die Berührungsspannungen innerhalb von PV-FFA bei einem Fehler ermittelt und auf die Erdungsspannung der Hochspannungsanlage (vor Bau der PV-FFA) bezogen dargestellt (siehe Abb. 1).

Aufgrund umfangreicher durchgeführter Parametervariationen, z. B. für verschiedene Abstände der PV-FFA zur Hochspannungsanlage, Größe der PV-FFA, verschiedene Potenzialausgleichssysteme, Querverbindungen etc. liefern die Ergebnisse eine valide Aussage über die Größenordnung der auftretenden Schritt- und Berührungsspannungen sowie Tendenzen für das Verhalten der Anlage.

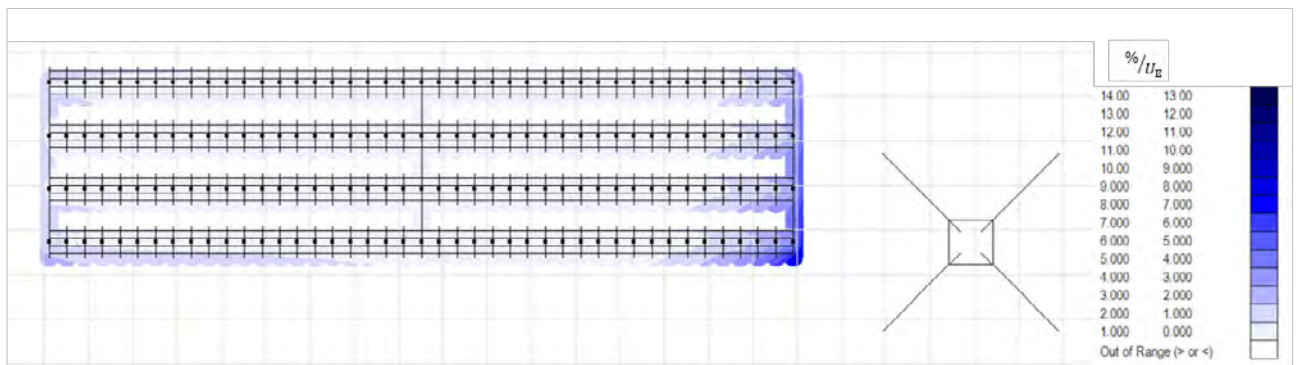


Abb. 1. Berührungsspannung bezogen auf die Erdungsspannung ohne PV-FFA bei einem Erdschluss in %

Abb. 1 zeigt die Ergebnisse bei einer repräsentativen Anlage. Es ist ersichtlich, dass bei einem Abstand von 10 m vom Erdungssystem des Mastes bis zum nächsten geerdeten Teil der PV maximal 11 % der Erdungsspannung als Berührungsspannung auftritt. Bei einer üblichen Dimensionierung der Erdungsanlagen, bei der die auftretende Erdungsspannung viermal geringer als die zulässige Berührungsspannung ist, werden die zulässigen Berührungsspannungen somit nicht überschritten.

Transiente Beanspruchung von PV-FFA

Aufgrund der Vielzahl an Variationen, die bereits bei einem Fehler in der Hochspannungsanlage simuliert wurden, können die Modelle weiters für transiente Betrachtungen bei Blitzentladungen herangezogen werden. Hier stellen sich folgende Fragen: Wie wirksam sind Rammfundamente als Erder bei atmosphärischen

Entladungen? Welche Maßnahmen wie Maschenerder, Querverbindungen etc. sind notwendig und sollten vorgeschrieben werden, um die Sicherheit von Personen bei Blitzentladungen im Bereich der Anlage zu gewährleisten? Je nach Bauweise der PV-FFA steht prinzipiell eine Vielzahl an natürlichen Erdern (Rammprofile) zur Verfügung. Simulationen zu unterschiedlichen Abständen, Rammtiefen und Anzahl zeigen, wie sich diese natürlichen Erder in Bezug auf ihre Wirksamkeit als Erder verhalten.

Abb. 2 und Abb. 3 zeigen eine PV-FFA, bestehend aus vier Modultischreihen in einfüßiger Rammfundament-Bauweise mit einer Rammtiefe von 1,5 m. In der Literatur wird in Bezug auf Personensicherheit bei einem Blitz ein Grenzwert für die zulässige Schrittspannung von 25 kV genannt. Werden die Modultischreihen nicht miteinander (blitzstromtragfähig) verbunden, so treten im Nahbereich des Blitzeinschlags (roter Blitz) wesentlich höhere, und damit unzulässige, Schrittspannungen auf. Durch eine mehrfache blitzstromtragfähige Verbindung der Modultischreihen kann die Schrittspannung unter einem Wert von 25 kV gehalten werden.

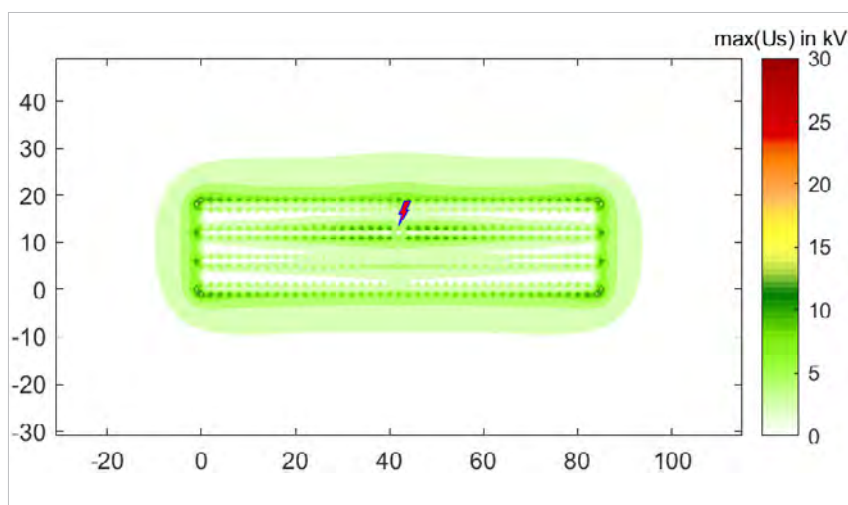


Abb. 2. Maximal auftretende Schrittspannung bei verbundenen Modultischreihen bei einem Blitzeinschlag mit 100 kA (erster positiver Stoßstrom). Der Maximalwert der Schrittspannung liegt bei 17,4 kV in dieser Anordnung.

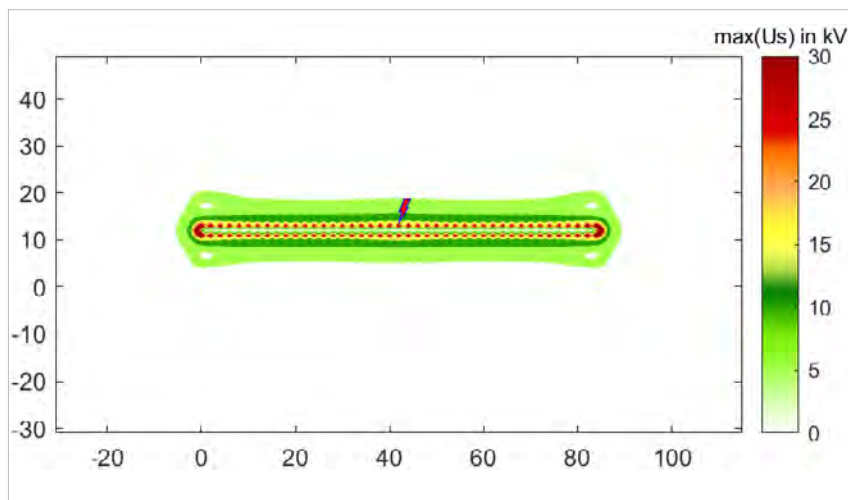


Abb. 3. Maximal auftretende Schrittspannung bei NICHT verbundenen Modultischreihen bei einem Blitzeinschlag mit 100 kA (erster positiver Stoßstrom). Der Maximalwert der Schrittspannung liegt bei 52,6 kV in dieser Anordnung.

Benjamin Jauk, Robert Schürhuber, Katrin Friedl, TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze,
Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich
E-Mail: benjamin.jauk@tugraz.at

Prognose der regionalen Verteilung von Erneuerbaren Energien mithilfe von Machine Learning

Hao Chang

Kurzfassung

Die fortschreitende Integration von Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien konfrontiert die Netzbetreiber mit beträchtlichen Herausforderungen. Die Entwicklung innovativer Prognoseansätze zur lokalen Leistungsdurchdringung von Windenergieanlagen und Photovoltaik ist erforderlich, um das Netz auf die zukünftig zu erwartende Versorgungsaufgabe vorzubereiten. Das von Hitachi Energy entwickelte Prognosetool erlaubt durch die automatisierte Verarbeitung von GIS- und Wetterdaten eine im Vergleich zu anderen Methoden besonders einfache Parametrisierung. Dadurch können Hotspots im Netzgebiet frühzeitig identifiziert werden, um ihre Auswirkungen zu quantifizieren und entsprechende Gegenmaßnahmen zu bestimmen.

Steigender Prognosebedarf durch Netzbetreiber

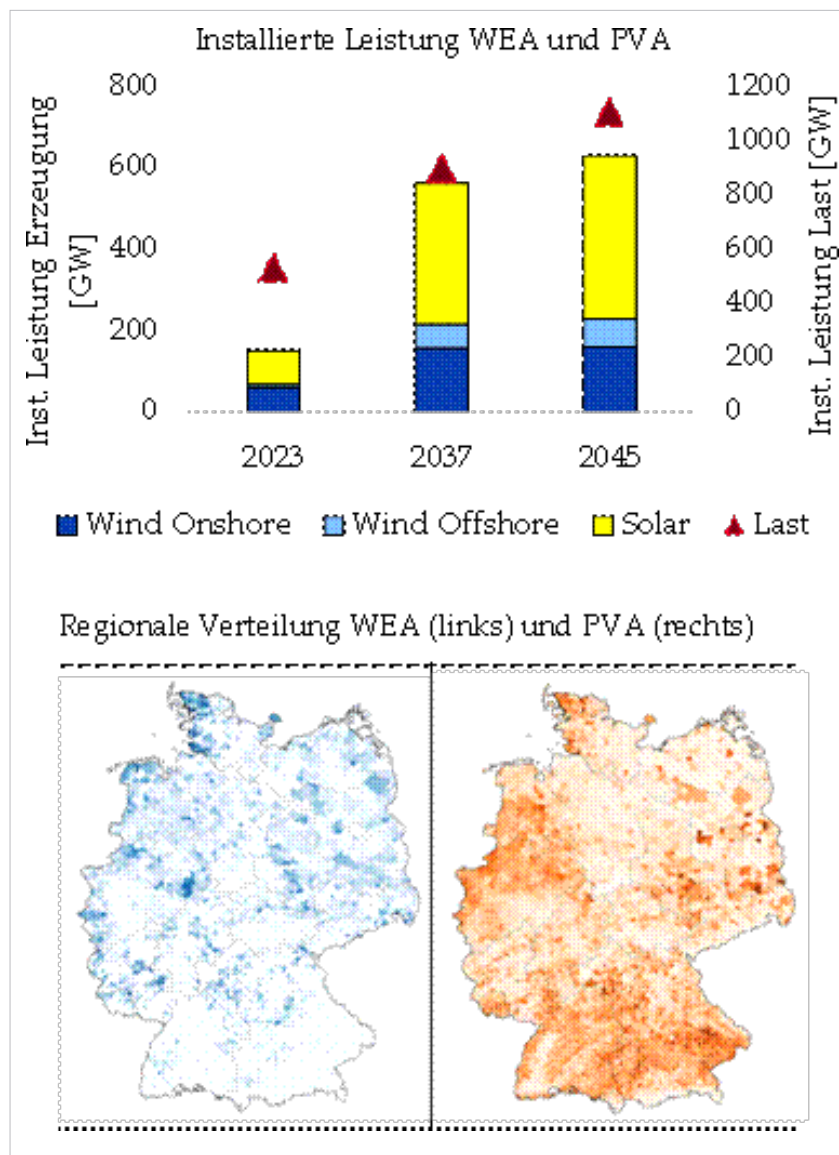


Abb. 1. Prognostizierte Leistung und regionale Verteilung der WEA und PVA in Deutschland [1-3]

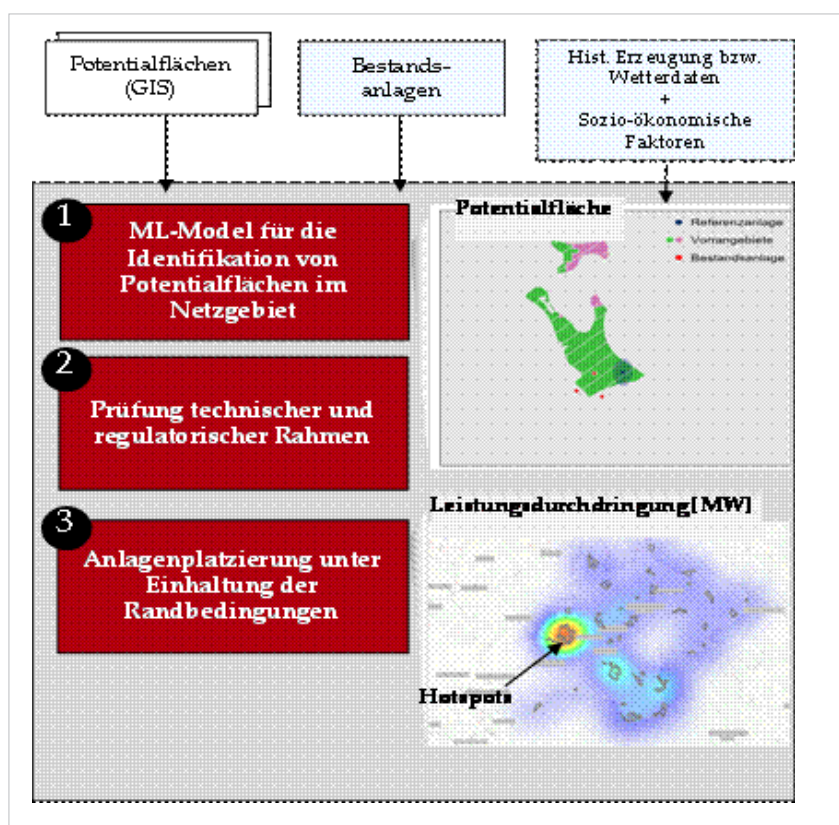
Um das im Pariser Abkommen vereinbarte Klimaschutzziel zu erreichen, hat die Bundesregierung im Rahmen der Fortschreibung des Klimaschutzplans das Ziel formuliert, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65 % gegenüber 1990 zu senken. Ein wichtiger Schritt in diesem Zusammenhang besteht darin, den Ausbau von Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien noch stärker voranzutreiben. Der Anteil der EE-Anlagen an der gesamten Stromerzeugung lag in Deutschland im Jahr 2023 bereits bei über 52 %. Durch die erwartete Elektrifizierung der anderen bisher fossil dominierten Sektoren wie Wärme und Verkehr wird die Anzahl der EE-Anlagen in den kommenden Jahren weiter zunehmen.

Die fluktuierende Einspeisung aus EE-Anlagen, vornehmlich aus Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA), muss dabei in das Netz aufgenommen, verteilt und bei Bedarf abtransportiert werden. Dies verursacht häufig lokale und regionale Netzzengpässe, sodass vielerorts be-

reits heute das Netz ausgebaut werden muss, um an den erhöhten Transportbedarf angepasst zu werden. Für eine möglichst belastbare Ermittlung der zukünftigen Versorgungsaufgabe und des Netzausbaubedarfs ist es erforderlich, den Ausbau sowie die regionale Durchdringung der Erneuerbaren Energien möglichst genau zu lokalisieren und Prognosen hinsichtlich ihrer Leistungsentwicklung auf räumlicher und zeitlicher Ebene zu entwickeln. Das verfügbare Leistungspotenzial der Anlagen kann jedoch großen regionalen Unterschieden unterliegen, wie Abb. 1 exemplarisch zeigt. Neben dem Primärenergiedargebot beeinflussen weitere Einflussfaktoren wie Flächenverfügbarkeit, raumplanerische Restriktionen sowie privatwirtschaftliche Interessen die regionale Verteilung der EE-Anlagen maßgeblich.

Bisherige Verfahren zur Abschätzung der regionalen Verteilung verfolgen zumeist entweder einen „Top-down“-Ansatz, um auf Basis vorgegebener Rahmendaten die Anlagenallokation unter Berücksichtigung lokaler räumlicher Gegebenheiten zu ermitteln, wobei die Validität der Rahmendaten in der Regel nicht hinterfragt wird, sodass eine Variation dieser zu starken Abweichungen zwischen den Prognosen führen kann. Alternativ finden sich in den Studien auch „Bottom-up“-Ansätze wie bspw. Diffusionsmodelle, die auf Basis detaillierter Analysen der Fundamentaldaten und sozioökonomischer Einflussfaktoren sowie unter Berücksichtigung des bestehenden Anlagenbestands mögliche Anlagenstandorte identifizieren. Hierzu können neben der Einbeziehung bereits genehmigter Anlagen und der bei den Netzbetreibern vorliegenden Anschlussbegehren auch Flächen und Gebiete analysiert werden, die im Rahmen einer räumlichen Steuerung vorrangig durch EE-Anlagen genutzt werden. Die Parametrisierung dieser „Bottom-up“-Modelle erweist sich in der Praxis aufgrund der Vielzahl an Einflussparametern jedoch häufig als schwierig.

In diesem Beitrag wird daher ein „Bottom-up“-Ansatz vorgestellt, der auf Machine Learning basiert. Vorteil dieser Methode liegt vor allem in den benötigten Eingangsdaten. So werden neben Informationen zu den Bestands- und Planungsanlagen in dem betrachteten Gebiet lediglich Daten aus öffentlich verfügbaren Geoinformationssystemen (GIS) sowie lokale Wetterdaten für die Prognose herangezogen, und somit die häufig aufwendige Parametrierung von anderen „Bottom-up“-Ansätzen umgangen.



KI-basierte Prognose der regionalen EE-Verteilung

Das KI-basierte Prognosetool wurde vonseiten Hitachi Energy Power Consulting entwickelt und der Einsatz hat sich auch in den verschiedenen Untersuchungen bewährt. In Abb. 2 wird schematisch die Vorgehensweise der Methode vorgestellt.

Abb. 2. Schematische Vorgehensweise für die Prognose des Anlagenbestands von EE-Anlagen, eigene Darstellung

Identifikation von Potenzialfläche mithilfe von KI

Für die Potenzialabschätzung von Windenergie-Anlagen (WEA) und Photovoltaik-Anlagen (PVA) wird in Abhängigkeit des Anlagentyps eine Reihe von GIS-Daten als Trainings- und Eingangsdaten verwendet. Diese umfassen u. a:

- Vorranggebiete mit und ohne Ausschlusswirkung (TPEE-Daten)
- landwirtschaftlich benachteiligte Gebiete – landwirtschaftliche Flächen
- Konversionsflächen
- Parkplätze
- stehendes Gewässer (Schwimmende PV)
- Abraumhalde
- Weinberge
- Tagebaue und Bergwerke
- Industrie- und Gewerbegebiete
- Straßen und Bahnlinien
- Wohngebäude

Die GIS-Daten stellen entweder Potenzialflächen dar, auf der eine Anlage errichtet werden kann, oder Restriktionsflächen, auf der die Errichtung einer WEA oder PVA aufgrund von regulatorischen Rahmen eingeschränkt werden kann. Die maximale Granularität der Datenauflösung beträgt dabei 250 x 250 m.

Zusammen mit Informationen über georeferenzierte Bestandsanlagen, die die historische Verteilung von EE-Anlagen abbilden sollen, sowie mit Informationen über die lokalen meteorologischen Bedingungen (Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung) werden über ein Machine Learning-Modell mögliche Punkte innerhalb der Potenzialfläche für ein betrachtetes Netzgebiet für die Platzierung von WEA oder PVA identifiziert. Diese Punkte werden anschließend zu neuen Potenzialflächen kombiniert und hinsichtlich ihrer technischen Eignung, z. B. der Einhaltung der Mindestabstände zwischen den Anlagen, geprüft.

Anlagenplatzierung unter Einhaltung technischer Randbedingungen

Für die Modellierung der Anlagenplatzierung werden zunächst Referenzanlagen einer bestimmten Größe und Klasse ausgewählt. In einem nächsten Schritt werden diese Anlagen iterativ auf den identifizierten Flächen platziert. Hierzu wird ein heuristisches Optimierungsverfahren hinterlegt, dessen Zielfunktion die Maximierung der Anlagenanzahl innerhalb des Gebiets unter Einhaltung der Nebenbedingung von Mindestabständen zu anderen bestehenden Anlagen ist (vgl. Abb. 3). Die Mindestabstände können dabei individuell für Längen- und Breitengrade definiert werden. Optional kann eine optimierte Platzierung auch auf Basis der lokalen Windgeschwindigkeit und -richtung durchgeführt werden, sofern die lokalen Windverhältnisse konkret bekannt sind.

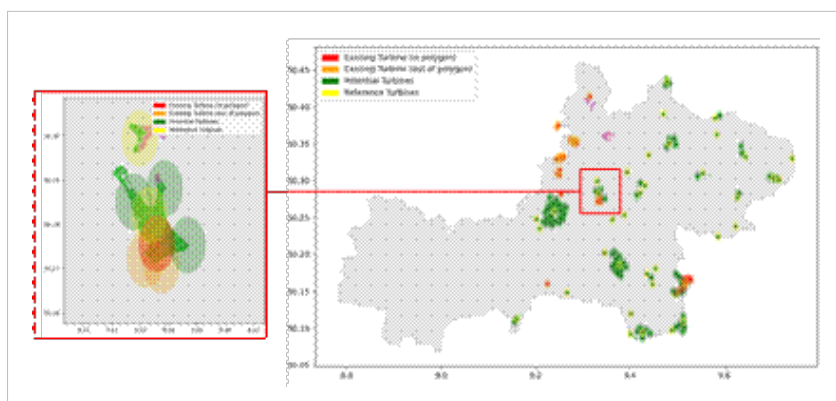


Abb. 3. Platzierung von WEA innerhalb einer Potenzialfläche, eigene Darstellung

Identifikation von Hotspots im Netzgebiet

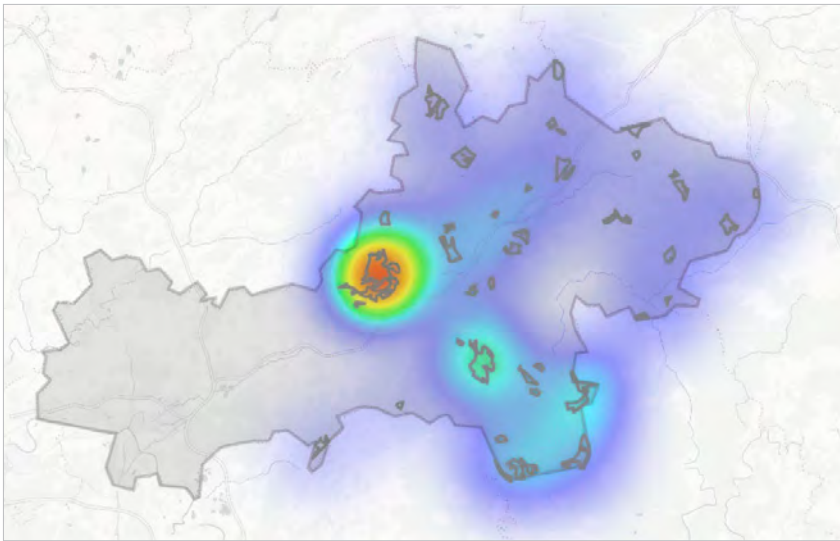


Abb. 4. Heat Map-Anlagenverteilung, eigene Darstellung

Auf Basis der ermittelten regionalen Anlagenverteilung und unter Berücksichtigung von Referenzanlagen kann die regionale Leistungsdurchdringung innerhalb eines Netzgebiets abgeschätzt werden. Damit können für den Netzbetreiber frühzeitig Hotspots identifiziert werden, in denen zukünftig eine Konzentration der Anlagenzahl mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwarten ist (in Abb. 4 beispielhaft dargestellt). Diese Information kann dann in weitere Untersuchungen einfließen, um die Auswirkungen auf das Netz abzuschätzen.

Fazit

Die zunehmende Integration von EE-Anlagen stellt die Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Innovative Ansätze zur Prognose der lokalen Leistungsdurchdringung von WEA und PVA sind notwendig, um das Netz auf die zukünftig zu erwartende Versorgungsaufgabe vorzubereiten. „Bottom-up“-Ansätze bieten dabei insbesondere den Vorteil, dass Prognosen auf Basis von Grundlagendaten wie GIS- und Wetterdaten erstellt werden, um die lokalen Restriktionen und Gegebenheiten adäquat abzubilden. Das von Hitachi Energy entwickelte Prognosetool ermöglicht durch die automatisierte Verarbeitung von GIS- und Wetterdaten eine im Vergleich zu anderen Methoden besonders einfache Parametrisierung. Dadurch ist es möglich, Hotspots im Netzgebiet, die zukünftig zu potenziellen Engpässen führen können, schnell zu identifizieren. Netzbetreiber können diese Informationen im Rahmen ihrer Planungsprozesse nutzen, um entsprechende Gegenmaßnahmen zu identifizieren.

Quellen

- [1] D. Übertragungsnetzbetreiber, "Netzentwicklungsplan 2024," 2024. [Online]. Available: <https://www.netzentwicklungsplan.de/archiv/netzentwicklungsplaene-2024>.
- [2] F.-I. f. E. u. E. IEE, "Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien," Kassel, 2023.
- [3] H. Chang, "Gestaltungskonzepte für einen spannungsebenenübergreifenden Zugriff auf Flexibilität beim Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz," Aachen, 2021.

Hao Chang, Hitachi Energy Germany AG, Havellandstraße 10-14, 68309 Mannheim, Deutschland
E-Mail: hao.chang@hitachienergy.com

Lückenlose Überwachung von unterirdischen Versorgungsleitungen mittels verteilter faseroptischer Messungen und KI

Werner Lienhart, Vlad-Andrei Dumitru, Lisa Strasser, Martin Hagmüller

Derzeitige Überwachungssysteme von unterirdischen Versorgungsleitungen für Gas, Wasser, Strom etc. basieren meist auf punktuellen Sensoren. Deren Installation ist teuer und eine lückenlose Überwachung ist wirtschaftlich nicht sinnvoll umsetzbar. Für eine vollständige Überwachung sind z. B. Befliegungen mit Flugzeugen oder Drohnen möglich, welche jedoch nicht permanent und bei allen Witterungsbedingungen durchgeführt werden können. Um eine lückenlose, permanente Überwachung langer, linearer Infrastrukturen zu realisieren, sind daher neue Ansätze erforderlich.

Eine potenzielle Technologie ist die verteilte faseroptische Messung (engl. Distributed Fiber Optic Sensing – DFOS), welche die lückenlose Erfassung von Dehnungen, Temperaturen und Vibrationen entlang von Lichtwellenleitern (LWL) ermöglicht. Da Lichtwellenleiter zur Kommunikation häufig bereits parallel zu Versorgungsleitungen (Gas, Wasser, Fernwärme, Strom) verlaufen oder sogar direkt im Stromkabel integriert sind, können DFOS-Messungen oft ohne zusätzlichen Installationsaufwand entlang der Leitungen durchgeführt werden. Es ist nur eine einzelne ungenutzte Glasfaser des LWL-Kabels erforderlich, um Distanzen von mehreren Dutzend Kilometern lückenlos zu überwachen.

Im Gemeinschaftsprojekt *PipeSense* von Energienetze Steiermark, Linz Netz, Netz Burgenland, Netz Oberösterreich, Salzburg Netz, Wiener Netze und der Technischen Universität Graz wird die verteilte akustische Messung (engl. Distributed Acoustic Sensing – DAS) für die automatisierte Frühwarnung vor möglichen leitungsschädigenden Aktivitäten genutzt. Eine der Herausforderungen bei DAS-Messungen stellt die große Datenmenge dar. Bei einer üblichen Messkonfiguration über mehrere Dutzend Kilometer mit 1 kHz Abtastrate und einer räumlichen Auflösung von wenigen Metern fallen üblicherweise mehrere GB an Daten pro Minute an. Da solche Datenmengen nicht dauerhaft gespeichert werden können, müssen die Daten in Echtzeit ausgewertet und interpretiert werden. Dadurch wird das System auch den Anforderungen eines Frühwarnsystems gerecht.

In unserer Implementierung erfolgt dies in einem mehrstufigen Prozess, in welchem zuerst Events detektiert und lokalisiert werden. In weiterer Folge werden zeitlich und räumlich naheliegende Events zu Ereignissen gruppiert. Im letzten Schritt erfolgt eine Klassifikation dieser Ereignisse, wofür Methoden der künstlichen Intelligenz (KI) eingesetzt werden. Zum Training der KI wurden zahlreiche Trainingsdaten gesammelt. Typische Bautätigkeiten wie das Einschlagen von Spundwänden, das Ausheben mit unterschiedlichen Baggern oder Erdbohrungen wurden an unterschiedlichen Orten in Österreich und bei unterschiedlichen Witterungsbedingungen sowie in unterschiedlichen Distanzen zum LWL-Kabel durchgeführt. Der Ablauf wurde im Detail mit Videoaufnahmen dokumentiert und die Position und das Ausmaß der Aktivitäten mit Totalstationen, GNSS-Empfängern und Laser-Scannern aufgezeichnet. Somit steht ein großer Katalog an annotierten Testdaten zur Verfügung, welcher für eine zuverlässige Klassifizierung der KI-basierten Auswertung essenziell ist.

Mehrere Blind-Tests haben gezeigt, dass eine automatische Detektion, Lokalisation und Klassifikation von potenziell leitungsschädigenden Bauarbeiten möglich sind. In einem weiteren Versuch in Wien wurde untersucht, inwieweit relevante Tätigkeiten von innerstädtischen Hintergrundaktivitäten – z. B. Vibrationen des Verkehrs – unterschieden werden können und in welcher Stufe eines Grabungsprozesses Aktivitäten erstmals erkannt werden können. Diese Untersuchungen wurden in der Nähe eines erdverlegten 380-kV-Kabels der

Wiener Netze durchgeführt. In einem ersten Schritt wurde der Aushubbereich mit einem Asphaltstecher aufgeschnitten. In weiterer Folge wurde der Asphalt mit einem Hydromeißel in kleinere Stücke aufgebrochen und diese entfernt. Ein Bagger hob im nächsten Schritt die Baugrube aus, in welcher folgend eine horizontale Bohrung mit einer Erdrakete, siehe Abb. 1, umgesetzt wurde. Anschließend wurde die Baugrube wieder mit Erdmaterial verfüllt und verdichtet. Im letzten Schritt wurde die Asphaltdecke wiederhergestellt.

Gemessen wurden die Vibrationen in einem LWL-Kabel, welches parallel zu den Stromkabeln verläuft. Aufgrund der Einbettung der Stromkabel und des LWL-Kabels in einem Betonblock dringen die hochfrequenten Asphaltstechearbeiten nicht bis zum LWL durch und können daher auch nicht erkannt werden. Alle anderen Bautätigkeiten sind in den DAS-Daten klar erkennbar und sowohl detektier- als auch klassifizierbar. Von Beginn des Asphaltaufbrechens und somit des frühestmöglichen Zeitpunkts der Alarmierung bleibt ausreichend Zeit, um eine Person vor Ort zu senden und die Bautätigkeiten zu stoppen, bevor die Baggerschaufel die Tiefe der Stromleitungen erreicht.

Neben der Installation bei den Wiener Netzen wird der Einsatz des Frühwarnsystems noch an zwei weiteren Messstrecken getestet. Die daraus gewonnenen Daten sollen das System weiter verbessern und bestehende Herausforderungen lösen, welche z. B. durch unterschiedliche Bodenbeschaffenheiten und Topografien entlang der Messstrecken entstehen. Für den Aufbau sind nur eine freie Faser in einem LWL-Kabel und ein Zugangspunkt – z. B. in einem LWL-Verteilerraum – erforderlich. Dort werden der faseroptische Interrogator und ein Server für die Datenerfassung und Auswertung aufgebaut. Da mit den eingesetzten Komponenten eine Überwachung von bis zu 100 km mit einem Messinstrument möglich ist, können mit nur wenigen Installationen große Gebiete abgedeckt werden.

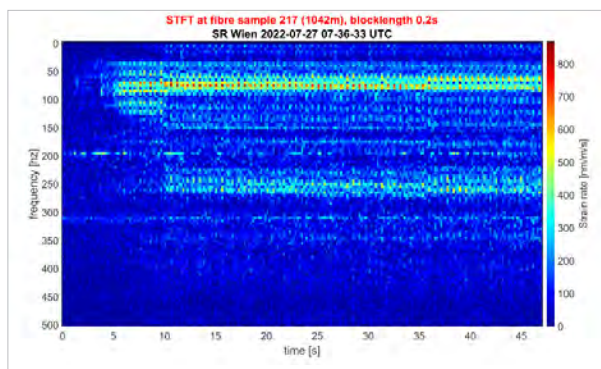


Abb. 1. Bohrung mit Erdrakete (links) und das zugehörige Messsignal (rechts)

Werner Lienhart, Vlad-Andrei Dumitru, Lisa Strasser, Martin Hagmüller, TU Graz, Institut für Ingenieurgeodäsie und Messsysteme, Steyrergasse 30, 8010 Graz, Österreich
E-Mail: werner.lienhart@tugraz.at



Mobile Steckdose für die Energiewende



Prozessorientierte
Business Units



Life Science

einzigartiges
Expertennetzwerk



Mining & Materials



Energieerzeugung



Öl & Gas

Infrastruktur



Datacenter



Draht- und
Kabelindustrie



Fertigungs-
industrie

**Energiecontainer von
Actemium** revolutioniert
Netzanschluss von
**erneuerbaren
Energieanlagen**

 **Solutions & Services for Industry**



The background of the advertisement features a large, dark metal lattice tower, likely a high-voltage power line tower, silhouetted against a bright sunset or sunrise. The sky is a mix of orange, yellow, and blue. Overlaid on the scene are several red diagonal stripes and a complex network of glowing blue lines and dots, suggesting a digital or data-driven theme. In the top right corner, the Hitachi logo and tagline are displayed.

HITACHI
Inspire the Next

Hitachi Energy

Wir entwickeln das weltweite Energiesystem weiter. Als wegweisender Technologieführer arbeiten wir mit Kunden und Partnern zusammen, um eine nachhaltige, flexible und sichere Energieversorgung in der Zukunft zu ermöglichen – für heutige und künftige Generationen.

Advancing a sustainable energy future for all

 **Hitachi Energy**

[illegible]

GEMEINSAM FÜR
EINE LEBENSWERTE
ZUKUNFT.

WIR ARBEITEN DRAN.

WASSERKRAFTWERK STEGENWALD
[SALZBURG-AG.AT/WIRARBEITENDRAN](https://salzburg-ag.at/wirarbeitendran)

The future of electrification

engineered by AFRY



www.afry.at

Vom High-End-Engineering bis hin zur Projektdurchführung und -gestaltung bieten wir kompetente Dienstleistungen in der Energieübertragungs- und Verteilungsbranche.

