Forschung und Innovation

Bericht 2019 – 2021

Austrian Power Grid

Die Energiewende, hin zu Klimaneutralität, verlangt einen Totalumbau des Energiesystems – die aktuell größte und wichtigste Aufgabe.
Als zentraler Akteur der Energiewirtschaft ebnet APG mit ihrer Strominfrastruktur den Weg für die Integration der erneuerbaren Energie. Forschung und Innovation sind neben dem Netzausbau Schlüssel zum Erfolg. Es geht dabei darum, Antworten auf neue Herausforderungen rund um die Integration volatiler Energieerzeugung, die vermehrte Elektrifizierung von Gesellschaft, Wirtschaft und Industrie und die Sektorkopplung zu finden. Auch in der Transformation des Energiesystems hat die sichere Stromversorgung oberste Priorität.

Was ist die größte Herausforderung unserer Zeit?

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung

S. 4 Vorwort
S. 5 Forschung und Innovation als Antwort auf neue Herausforderungen
S. 6 Innovationskultur und partnerschaftliches Handeln als Treiber effektiver Forschung & Innovation
S. 8 F&I-Initiativen verfolgen strategische Ziele und liefern Mehrwert
S. 10 Die acht F&I-Stoßrichtungen

2 Netzoptimierung

S. 12 Einleitung: Optimierung der Bestandsnetze
S. 14 BVLOS – Drohneneinsatz zur schnellen Störungsinspektion
S. 16 Das Digitale Umspannwerk und 3DS – die digitale Bestandsaufnahme
S. 18 Rostdetektion durch Anwendung von Künstlicher Intelligenz (KI)
S. 20 Innovationspartnerschaft zum Trennermonitoring
S. 22 QR-Codes auf Mastnummertafeln
S. 24 Blitzforschung im Alpenraum
S. 26 Eismonitoring+
S. 28 Monitoring Windradaneisung
S. 30 Life Eurokite – Rotmilan

3 Neue Flexibilität

S. 32 Einleitung: Neue Flexibilität
S. 34 Future Flow
S. 36 Core: Lastflussbasierte Marktkopplung als Zielmodell in Zentraleuropa
S. 38 XBID: Neue Verfahren im grenzüberschreitenden Intraday-Stromhandel
S. 40 PICASSO und MARI
S. 42 ABS4TSO
S. 44 Stromausgleich Österreich
S. 46 APG-Marktmodell VAMOS

4 Netzausbau

S. 48 Einleitung: Netzausbau
S. 50 H2Future
S. 52 Pilotanlage Power-to-Gas
S. 54 Smart Wires – innovative Lastflusssteuerung

Vorwort

Die Vorstände: Gerhard Christiner (technisch) & Thomas Karall (kaufmännisch) der Austrian Power Grid

Austrian Power Grid erfüllt täglich den gesellschaftlichen Auftrag, Strom sicher zu transportieren und zu jedem Zeitpunkt den österreichischen Kunden zuverlässig zur Verfügung zu stellen. Damit dies auch für das Stromsystem der Zukunft gewährleistet ist und die Transformation sicher gelingt, müssen wir bereits heute alle Unternehmensbereiche auf die Energiewelt von morgen ausrichten.

Thomas Karall, Kaufmännischer APG-Vorstand und Gerhard Christiner, Technischer APG-Vorstand

Als zentraler Akteur der Energiewirtschaft ebnet APG mit ihrer Strominfrastruktur den Weg für die Integration der erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung von Wirtschaft, Industrie und Gesellschaft. Dies ist die Voraussetzung, um die Klima- und Energieziele zu erreichen. Mit einem jährlichen Investitionsvolumen in Höhe von 350 Millionen Euro für den Aus- und Umbau des Stromnetzes ab dem Jahr 2022 gibt APG der heimischen Wirtschaft einen kräftigen Impuls. Insgesamt wird APG in den kommenden zehn Jahren rund 3,5 Milliarden Euro in die Netzinfrastruktur investieren. Mit Investitionen in Forschung und Entwicklung findet APG gemeinsam mit starken Partnern innovative, effiziente Wege, um die digitale, nachhaltige und sichere Stromwelt der Zukunft zu ermöglichen.

Der Fokus der neuen APG-Strategie liegt daher darauf, verstärkt neue Technologien zu nutzen, und damit das Erreichen der Klimawende zu unterstützen. Das bedeutet, wir müssen unser Energiesystem gesamthaft umbauen und auf völlig neue Beine stellen. Dies erfordert intelligente Lösungen und die konsequente Umsetzung von Forschungsprojekten.

Der Kunde ist das „Zentrum" des zukünftigen Energiesystems. Zentrale Aufgabe ist es, ihn digital in das Gesamtsystem zu integrieren. Denn nur so kann er zukünftig dabei helfen, die Volatilität der Erneuerbaren auszugleichen. Gleichzeitig bedarf es bei allen Maßnahmen einer engen Abstimmung mit unseren europäischen Partnern aus Infrastruktur, Wirtschaft und Industrie.

Netzbetreiber wie die APG werden im derzeitigen Regulierungssystem durch die Verzinsung längerfristiger Anlagegüter (CAPEX) finanziert, während die Ausgaben für neue, innovative Lösungsansätze (mehrheitlich OPEX) keinen finanziellen Mehrgewinn bedeuten. In einer zunehmend digitalisierten Welt werden dadurch höhere Investitionen in Forschung und Innovation verhindert. Die neuen Herausforderungen und Gegebenheiten sollten jedoch im zukünftigen Regulierungssystem berücksichtigt werden. Bei der Transformation zu 100 Prozent erneuerbarer Energie im Stromsystem bis 2030 ist der Weg das Ziel. Als verantwortungsbewusster Manager des Energiesystems sichert APG auch in Zukunft für Österreichs Industrie, Wirtschaft und Gesellschaft die Stromversorgung.

Forschung und Innovation

als Antwort auf neue Herausforderungen

Das europäische Elektrizitätssystem der Zukunft soll enger vernetzt, besser vor Blackouts geschützt und nachhaltiger werden. In Österreich, soll bis 2030 bilanziell 100 % des Stromverbrauchs durch heimische, erneuerbare Energiequellen abgedeckt werden. Weitere zehn Jahre später soll das gesamte österreichische Energiesystem zu dem neben Elektrizität auch Wärmeerzeugung und Transportwesen zählen, klimaneutral betrieben werden.

So stellen die Sektorkopplung, der wachsende Anteil volatiler, erneuerbarer Energiequellen und der zunehmend integrierte europäische Strommarkt neue Herausforderungen für Übertragungsnetzbetreiber dar, die neue Antworten erfordern. Forschungs- und Innovationsvorhaben sollen diese Antworten liefern und notwendige Veränderungen herbeiführen, während das größte Augenmerk weiterhin auf Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und unmittelbarem Mehrwert für den Netznutzer liegt.

> „Wir haben beim Umbau unseres Energiesystems keine zweite Chance."
> Gerhard Christiner, Technischer APG-Vorstand

Der Netzausbau ist auch in Zukunft zentral für die Integration erneuerbarer Energiequellen. Dieser wird aktuell jedoch durch lange, oft um Jahre verzögerte Genehmigungsverfahren, verlangsamt. Somit sind gleichzeitig innovative Ansätze gefordert, mit denen bestehende Infrastruktur bis zum physikalischen Maximum ausgelastet werden kann, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden.

Durch die neuen Gegebenheiten im Energiesystem haben sich in den vergangenen Jahren die Kosten für kurzfristige Eingriffe der APG in die Kraftwerkspläne der Erzeuger (Redispatch) vervielfacht und belasten den Netznutzer jährlich mit etwa 100 Millionen Euro. Durch die weiter zunehmende Integration des europäischen Strommarkts und den stark wachsenden Anteil volatiler Energiequellen, ist kein Ende dieser Entwicklung in Sicht. Die Bewältigung dieser Kosten erfordert also neue Ansätze zur Nutzung vorhandener und der Schaffung neuer Flexibilität.

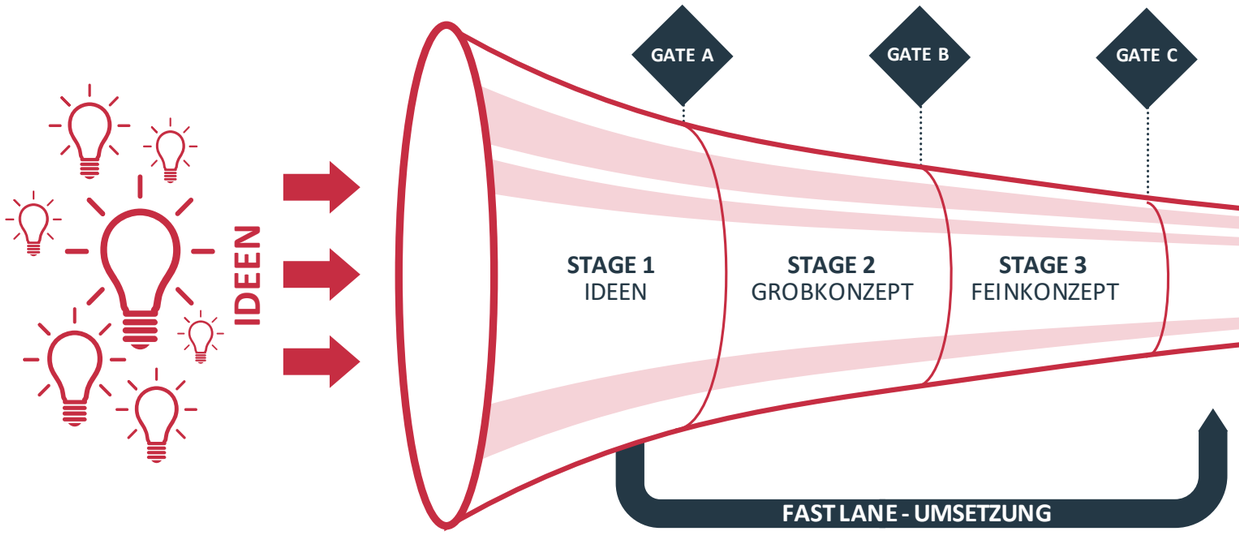
Durch die zentrale Rolle in der Energiewende leistet die APG einen wesentlichen Beitrag zur Bewältigung der Klimakrise. Einige Folgen dieser klimatischen Veränderungen sind aber nicht mehr abkehrbar, weshalb die Resilienz der Strominfrastruktur gegenüber häufigeren Extremwetterverhältnissen, Fluten, Muren und Waldbränden sichergestellt sein muss. Auch dafür werden State-of-the-Art-Technologien zur Datenaufnahme und -auswertung innovativ eingesetzt.

Die Erkenntnisse aus den F&I-Tätigkeiten tragen zum sicheren Netzbetrieb bei und unterstützen damit das hohe Niveau an Versorgungssicherheit in Österreich. Die dargestellten Forschungen und Innovationen liefern so einen unmittelbaren Mehrwert für den österreichischen Netznutzer, die heimische Wirtschaft und Forschungslandschaft.

Innovationskultur und partnerschaftliches Handeln

als Treiber effektiver Forschung & Innovation

Weil es für die Bewältigung der heutigen Herausforderungen keine zweite Chance gibt, ist die effektive Koordinierung und kosteneffiziente Abwicklung von Forschungs- und Innovationsvorhaben essentiell. Um das sicherzustellen, werden in der APG sämtliche Initiativen zentral koordiniert. Experten der Fachabteilungen werden untereinander und mit externen Partnern vernetzt und erfahren Unterstützung, beispielsweise beim Erstellen von Förderanträgen und der methodischen Durchführung von F&I-Initiativen.



Stage-Gate-Prozess zur Koordinierung der F&I-Initiativen

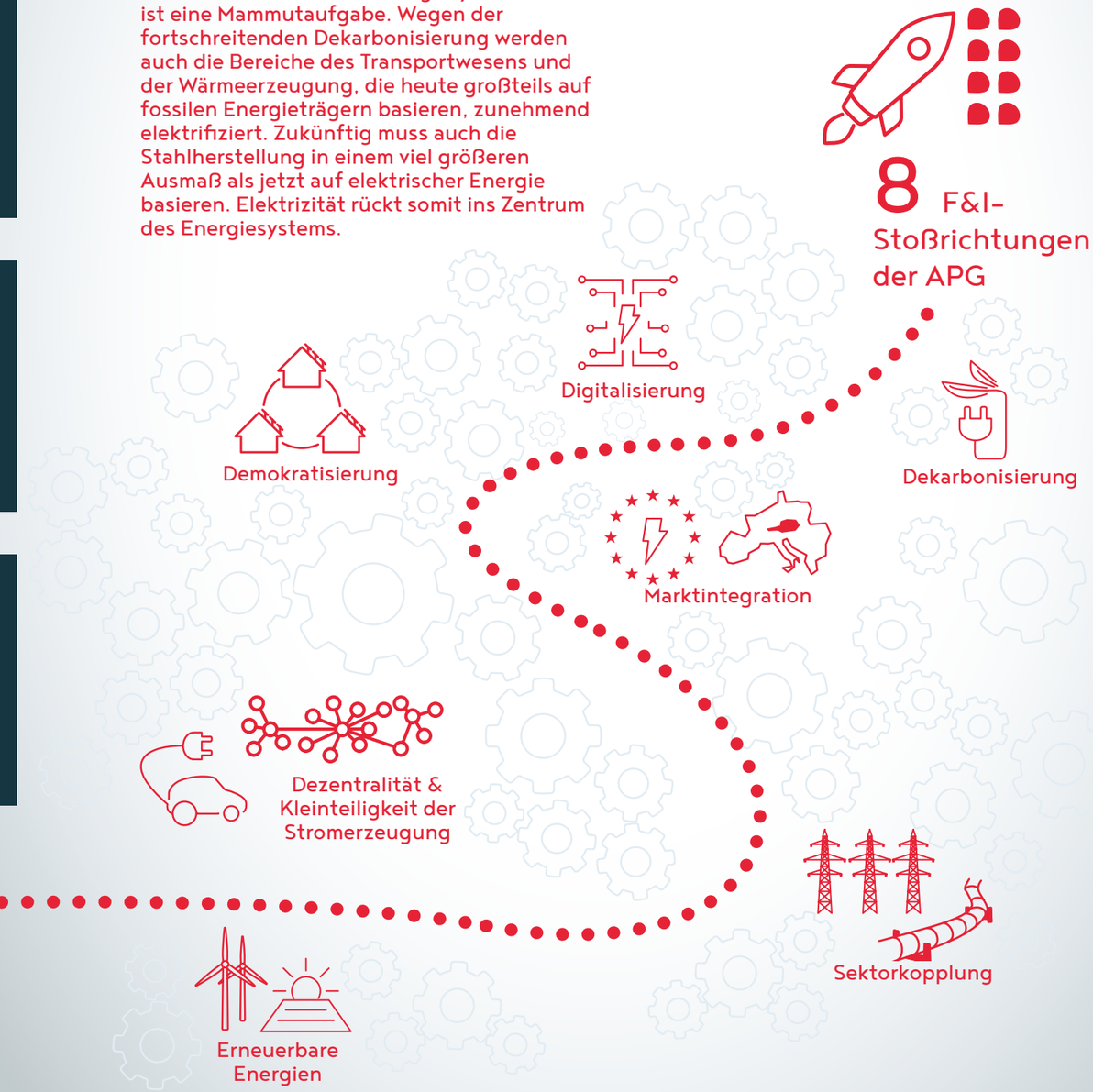
Um die Vielzahl der F&I-Initiativen effektiv zu koordinieren, werden diese entlang eines Stage-Gate-Prozesses begleitet. In diesem zentralen Element des F&I-Controllings der APG werden Entscheidungsfindungen und Ressourcenallokationen festgelegt. Bis zum Abschluss eines Projekts werden Idee, Groß- und Feinkonzept und Umsetzungsphase systematisch durchlaufen.

Neben der Nutzung aller internen Potenziale, ist für die APG natürlich auch die Abstimmung und Kooperation mit externen Partnern essentiell. So werden eine Vielzahl von Forschungsunterfangen gemeinsam mit technischen Universitäten (bspw. TU Wien, TU Graz) und Forschungsinstituten (bspw. Austrian Institute of Technology) durchgeführt. In einigen Projektkonsortien wird mit Verteilernetzbetreibern, Energieversorgern und Industrieunternehmen zusammengearbeitet.
Der internationale Austausch im Forschungs- und Innovations-Gremium RDIC (Research Development and Innovation Committee) der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) stellt die Abstimmung mit anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern sicher. Dies resultiert in gemeinsamen Forschungsvorhaben, welche im Rahmen des europäischen Förderprogramms Horizon Europe gefördert werden.

F&I-Initiativen verfolgen strategische Ziele und liefern Mehrwert

Netznutzer im Zentrum

Die Transformation des Energiesystems ist eine Mammutaufgabe. Wegen der fortschreitenden Dekarbonisierung werden auch die Bereiche des Transportwesens und der Wärmeerzeugung, die heute großteils auf fossilen Energieträgern basieren, zunehmend elektrifiziert. Zukünftig muss auch die Stahlherstellung in einem viel größeren Ausmaß als jetzt auf elektrischer Energie basieren. Elektrizität rückt somit ins Zentrum des Energiesystems.



Aufgrund APG's Expertise im Elektrizitätsbereich und der neutralen, zentralen Position, ist unsere Vision daher:

> Wir managen das Energiesystem der Zukunft.

Um dieser Vision gerecht zu werden, werden wir:

- **Als Systemmanager des nachhaltigen Energiesystems weiterhin eine sichere und stabile Stromversorgung garantieren.**
- **Sicherstellen, dass 100 % erneuerbare Energien ins Netz integriert werden können.**
- **Den Strommarkt für ein flexibles, intelligentes Netz designen und entwickeln.**

Im Erreichen dieser Vision wird Sicherheit die oberste Priorität behalten, während notwendige, neue Ansätze implementiert werden - unter der Maxime:

> Performing while Transforming.

Nur mit umfassenden Forschungs- und Innovationsinitiativen können diese notwendig werdenden Ansätze gefunden und etabliert werden. Damit diese nach der Unternehmensstrategie und einem klaren Mehrwert für den Netznutzer ausgerichtet werden können, gehen aus der Strategie drei F&I-Dimensionen hervor:

1. OPTIMIERUNG BESTANDSNETZ
   Der optimale Netzbetrieb soll durch zielgerichteten Einsatz neuer Technologien garantiert werden.
2. NEUE FLEXIBILITÄT
   Für die erfolgreiche Integration erneuerbarer Energieträger soll der Kunde stärker in das Stromsystem eingebunden werden.
3. NETZAUSBAU
   Für die umfassende Integration erneuerbarer Energiequellen und das Zusammenwachsen mit anderen Sektoren muss neue Infrastruktur geschaffen werden.

In der Vorstellung ausgewählter Initiativen auf den kommenden Seiten werden diese drei Dimensionen der F&I-Strategie als Kapitelstruktur angewandt und eingangs detaillierter erläutert.
Um die Forschungs- und Innovationsarbeit mit noch feineren Zielsetzungen zu unterstützen, wurden aus einer umfassenden Betrachtung acht zentrale Stoßrichtungen festgelegt. Die jeweils zutreffende Stoßrichtung ist bei den vorgestellten Projekten angeführt.

Die acht F&I-Stoßrichtungen

1 Erschließung & Nutzung dezentraler Flexibilitätspotenziale

- Schaffung von technischen, prozessualen und organisatorischen GRUNDLAGEN, UM DEZENTRALE FLEXIBILITÄTSPOTENZIALE FÜR APG NUTZBAR ZU MACHEN
- *Beispielhafte Aktivitäten: ABS4TSO, PICASSO & MARI*

2 Intensivierung von sektorübergreifenden Aktivitäten

- Aufbau SEKTORÜBERGREIFENDER LÖSUNGEN, insbesondere KOORDINATION VON STROM- UND GASSEKTOR
- Analyse möglicher POTENZIALE IN ZUSAMMENHANG MIT SEKTORKOPPLUNG
- *Beispielhafte Aktivitäten: Pilotanlage Power-to-Gas, APG-Marktmodell VAMOS*

3 Nachhaltige Absicherung der Infrastruktur

- Vorantreiben umfassender Lösungen zur Beobachtung, Analyse und Verringerung von UMWELTEINFLÜSSEN AUF DIE APG-INFRASTRUKTUR
- *Beispielhafte Aktivitäten: QR-Codes auf Mastnummertafeln, Blitzforschung im Alpenraum*

4 Laufende Suche, Bewertung und Nutzung neuer Technologien

- Kontinuierliche IDENTIFIKATION und POTENZIALABSCHÄTZUNG neuer Technologien für die APG
- KONSEQUENTE NUTZUNGSERWEITERUNG von geeigneten und getesteten Technologien (speziell, wo Mehrwert geschaffen wird)
- *Beispielhafte Aktivität: Smart Wires - innovative Lastflusssteuerung*

5 Flächendeckender Einsatz von Sensorik und Internet of Things

- Umfassende IMPLEMENTIERUNG von Sensoren und IoT-Anwendungen für effizienten und sicheren Anlagen- und Netzbetrieb
- Schaffung der TECHNISCHEN GRUNDVORAUSSETZUNGEN für unternehmensweite Innovationsprojekte
- *Beispielhafte Aktivität: Eismonitoring+*

6 Verstärkte Ökologisierung durch nachhaltige Innovationen

- Fokussierung auf den ÖKOLOGISCHEN MEHRWERT von F&I-Aktivitäten (Energiewende und Klimaziele)
- Verbesserung der APG CO_2-BILANZ durch zielgerichtete Maßnahmen
- *Beispielhafte Aktivität: Life Eurokite - Rotmilan*

7 Ausbau des zustandsorientierten Asset Managements

- Ausbau der technischen Infrastruktur zur TECHNOLOGIEBASIERTEN ZUSTANDSERFASSUNG der APG-Assets
- Entwicklung und Einsatz von Verfahren zur AUTOMATISIERTEN ZUSTANDSANALYSE
- *Beispielhafte Aktivitäten: Innovationspartnerschaft zum Trennermonitoring, das Digitale Umspannwerk und 3DS*

8 Entwicklung und Einsatz von Unterstützungssystemen im operativen Netzbetrieb

- Ausbau der Nutzung von INTELLIGENTEN SYSTEMEN ZUR UNTERSTÜTZUNG von operativen ENTSCHEIDUNGS- UND STEUERUNGSPROZESSEN
- *Beispielhafte Aktivität: Monitoring Windradaneisung*

2 Optimierung der Bestandsnetze

Anlagen der APG, von einzelnen Komponenten in den Umspannwerken bis hin zu kilometerlangen Leitungszügen, werden auf jahrzehntelange Nutzung ausgelegt. Diese verlässliche Langlebigkeit ist essentiell, sowohl für die Wirtschaftlichkeit, als auch die hohe Versorgungssicherheit. Gleichzeitig ermöglichen rasante technologische Fortschritte, etwa im Bereich der Sensorik und Datenverarbeitung, neue Anwendungsfälle.

Deswegen ist es ein Ziel der APG, erprobte Technologie- und Prozessinnovationen zu implementieren, die den Betrieb der bestehenden Infrastruktur optimieren können. Dabei muss das funktionierende Zusammenspiel von bestehenden Anlagen und Systemen mit neuen Technologien und Prozessen gut koordiniert werden.

Durch den Einsatz neuer Technologien und Ansätze in den optimierten Bestandsnetzen kann, auch angesichts der neuen Herausforderungen der Energiewende, die Versorgungssicherheit auf höchstem Niveau gehalten werden. Kostenoptimierungen die durch datengestützte Instandhaltungs- und Investitionsentscheidungen erzielt werden, können zudem direkt an den Netznutzer weitergegeben werden.

BVLOS – Drohneneinsatz

zur schnellen Störungsinspektion

- Projektart: Innovation
- Ansprechpartner: Paul Zachoval
- Projektlaufzeit: 01.2018 – laufend
- Projektpartner: Smart Digital, Austro Control

F&I-Stoßrichtung 8

Entwicklung und Einsatz von Unterstützungssystemen im operativen Netzbetrieb

Projektbeschreibung

Außerordentliche Wetterereignisse, Erdschlüsse durch umgefallene Bäume oder andere Ursachen können zu kurzzeitigen Betriebsunterbrechungen an Hoch- und Höchstspannungsleitungen führen. Wegen Redundanzen im Übertragungsnetz unter konventionellem Wege temporär eingeschränkt sein. Hier können neue Technologien den notwendigen Zeit- und Personalaufwand für die Inspektion und Fehlstellenidentifikation noch weiter senken.

Gemeinsam mit dem Technologieunternehmen SmartDigital und der österreichischen Flugaufsichtsbehörde Austro Control konnte eine Lösung entwickelt werden, mit der bis zu 100 km lange Leitungsabschnitte in kurzer Zeit inspiziert werden können. Eine propellergetriebene Starrflügler-Drohne mit einer Flügelspannweite von über drei Metern fliegt dafür die Leitungstrasse entlang und sammelt über eine zum Boden gerichtete Kamera hochauflösendes Bildmaterial, das von APG-Experten ausgewertet werden kann. Das Besondere daran: Der Flug erfolgt automatisiert, ohne Sichtkontakt eines Piloten (engl.: Beyond Visual Line of Sight, BVLOS). Mit dem ersten derartigen Flug schrieb die APG europäische Luftfahrtgeschichte.

Befolgung des n-1 Kriteriums führt so ein vorübergehender Leitungsausfall zwar nicht zu einem Blackout, eine rasche Wiederherstellung ist jedoch wichtig, um das Netz weiterhin sicher betreiben zu können.

Kommt es zu einer Störung an einer Leitung, ist die schnellstmögliche Lokalisation der Fehlerstelle notwendig. Vor Wiederinbetriebnahme müssen Beschädigungen oder Fremdkörper an den Leitungen ausgeschlossen werden können. Zwar kann jeder Punkt des ca. 7.000 km langen österreichischen Übertragungsnetzes rund um die Uhr innerhalb von längstens eineinhalb Stunden von Serviceteams erreicht werden, durch Witterungsbedingungen oder akute Gefahren (bspw. Lawinengefahr) kann jedoch die Erreichbarkeit auf

Erreichte Ziele und Ergebnisse

Auch im Jahr 2021 wurde die Erprobung dieser neuen Inspektionsanwendung weitergeführt: unter anderem wurden zwei automatisierte 100 km lange Flüge über 380-kV-Höchstspannungsleitungen durchgeführt. Im Operation Center konnten diese mittels Live-View und Live-Radar mitverfolgt werden. Die Durchführung bei Nacht stellte ein weiteres Novum dar.

Nach der erfolgreichen Erprobung sollen in Zukunft auch routinemäßige Inspektion des Leitungsnetzes durch Bilddaten von Starrflügler-Drohnen ergänzt werden. Neben der bewiesenen technischen Umsetzbarkeit gilt es dafür noch Details hinsichtlich Operationalisierung und Flugbewilligungen zu klären.

Hintergrundgeschichte

Als die Idee des Drohneneinsatzes für die schnelle Störstelleninspektion erstmalig 2012 aufkam, war sie ihrer Zeit voraus. Weder Technologieanbieter

noch regulatorische Rahmenwerke waren auf den professionellen Einsatz unbemannter Flugobjekte ausgerichtet. Das hielt Paul Zachoval, Mitarbeiter im Anlagenbetrieb, allerdings nicht davon ab, das Potenzial von ferngesteuerten und mit einer Kamera ausgestatteten Multicoptern in einem Vorstandsmeeting zu präsentieren. Seine private Drohne, die er zuvor als Weihnachtsgeschenk erhalten hatte, verwendete er dabei, um die Potenziale der Technologie zu veranschaulichen.

Der schnellen und mutigen Vorstandsentscheidung eine Drohne zu kaufen, folgten Fragen nach der Wirtschaftlichkeit: Handelte es sich bloß um eine Spielerei oder eine tatsächliche Effizienzsteigerung für Instandhaltung und Betrieb?

Auch dies bewies Paul Zachoval mit einer großen Menge Praktikabilität. Etwa zur selben Zeit sollte eine Radarwarnkugel an einer Höchstspannungsleitung inspiziert werden. Das Problem: ihre Position in lichter Höhe, über der Donau. Konventionell bedeutete so eine Inspektion die Abschaltung des gesamten Leitungszugs und die Unterbrechung des Donauschiffverkehrs, damit ein Mensch an diese Stelle vordringen und die Radarwarnkugel inspizieren kann. Der Einsatz einer Drohne mit anschließender Auswertung der hochauflösenden Kamerabilder versprach hingegen einen Verzicht auf jedwede Betriebsunterbrechung und damit eine erhebliche Kostenersparnis in der Höhe von zigtausenden Euro.

Mit diesem und vielen weiteren Schritten entwickelte sich also eine Idee, die mit einer durch den Meeting-Raum fliegenden Spielzeugdrohne präsentiert wurde, zu einer Technologie, die heute aus vielen Anwendungsbereichen der APG gar nicht mehr wegzudenken ist. Zachovals-Vision: In Zukunft, stellt sich Paul Zachoval vor, könnten Drohnen aus „Drohnen-Hubs“ halbautomatisiert ausrücken, um Schäden sowohl an Leitungen des Übertragungsnetzes als auch an Abschnitten der Verteilernetze schnell zu detektieren. Neue technologische Entwicklungen streben außerdem den Einsatz bei äußerst widrigen Witterungsbedingungen an, um jederzeit auf diese Dienste zurückkommen zu können.

Das Digitale Umspannwerk und 3DS

die digitale Bestandsaufnahme

- Projektart: Innovation
- Ansprechpartner: Johannes Futschek
- Projektlaufzeit: 12.2019 - laufend
- Projektpartner: ARGE Vermessungs Zivilgeometer, EKG Baukultur, Laserdata GmbH, Vermessung AVT ZT GmbH, ODE Informationstechnik GesmbH

F&I-Stoßrichtung 7

Ausbau des zustandsorientierten Asset Managements

Projektbeschreibung

Das Energiesystem der Zukunft ist zunehmend vernetzt. Das Stromsystem war immer schon als ein europäisches zu betrachten und die grenzübergreifenden Abhängigkeiten nehmen stetig zu. Gleichzeitig werden essentielle Systemkomponenten, beispielsweise Erzeugungsanlagen oder Flexibilitätsressourcen, zunehmend dezentralisiert und demokratisiert, müssen aber dennoch optimal in das Gesamtsystem eingebunden werden können. Das Zusammenwachsen mit anderen Sektoren - Gas, Wärme und Transport - erhöht den Vernetzungsbedarf zusätzlich. Digitalisierung auf jeder Ebene ist daher essentiell, um Kommunikation und Datenmanagement zu meistern.

Wie sich dieser Trend auf die Knotenpunkte des APG-Netzes - die Umspannwerke - auswirkt und wie sich Digitalisierungspotenziale in diesen bestmöglich nutzen lassen, wird in der Initiative „Digitales Umspannwerk“ ermittelt. Durch den Einsatz von Sensorik soll ein möglichst akkurates Abbild des Umspannwerks und der darin enthaltenen Komponenten, beispielsweise Transformatoren und Trennern, entstehen. Dies führt zu der Optimierung von Planungs- und Entscheidungsprozessen, vom operativen Betrieb bis zur strategischen Ebene. Zusätzlich wird durch Zustandsüberwachung der wichtigsten Komponenten in Kombination mit höchsten Sicherheitsstandards ein wesentlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet.

Exemplarisch wird folglich ein Projekt beleuchtet, das aus der übergeordneten Initiative „Digitales Umspannwerk“ hervorgeht: 3D-Scan („3DS“) der Umspannwerke. Um ein digitales Abbild, eventuell sogar einen „Digitalen Zwilling“ anfertigen und nutzen zu können, ist auch die räumliche Ausprägung des gesamten Umspannwerks von Relevanz. Aufgrund fehlender oder unvollständiger Dokumentation bei diversen Werken der APG, zum Beispiel nach Übernahmen, war es notwendig, eine Systematik zu entwickeln, mit der Umspannwerke in kürzester Zeit und ohne Abschaltungen von Anlagenteilen vermessen werden können.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

Intensive Marktrecherchen haben ergeben, dass eine kombinierte Anwendung von terrestrischen (aus Bodennähe) und Airborne (aus der Luft, mittels Drohnen) Laserscan-Aufzeichnungen die zeit-und kostenoptimalste Lösung darstellt. Als Ergebnis des Scans wird eine mehrfach verwertbare, digitale Punktwolke geliefert, die wiederum Basis für die Erstellung von CAD-Plänen, virtuellen Anlagen, aber auch Informationen für das Workforce Management und die Anlagendatenbank ist.

Durch den Online-Zugriff auf die 3DS-Daten ist eine sofortige Information über Anlagenteile bis hin zu einem virtuellen Anlagenrundgang möglich. Mit dieser Systematik können in kürzester Zeit und ohne Abschaltungen Messungen und virtuelle Anlagenbesichtigungen durchgeführt werden. Bis 2026 sollen alle bestehenden Werke sowie Neuerrichtungen und Umbauten auf diese Art digitalisiert werden. Eine internationale Ausschreibung stellt das kosteneffiziente Ausrollen dieser Anwendung sicher.

Rostdetektion

durch Anwendung von Künstlicher Intelligenz (KI)

- Projektart: Forschung
- Ansprechpartner: Stevica Rakic, Paul Japek
- Projektlaufzeit: 07.2021 – laufend
- Projektpartner: Know-Center GmbH

F&I-Stoßrichtung 8

Entwicklung und Einsatz von Unterstützungssystemen im operativen Netzbetrieb

Projektbeschreibung

Um sicherzustellen, dass auch interne Abläufe zukunftsfit sind und die große Menge künftig anfallender Daten effizient und wertstiftend verarbeitet werden kann, wurden strategische Fokusbereiche der digitalen Transformation definiert. Eines der daraus resultierenden Programme ist „Data Driven Utility“ (DDU) mit dem Ziel, das Datenmanagement zu professionalisieren und Verbesserungen in der datenbasierten Steuerung zu implementieren. Neben Datenaufbereitung, Schaffung der notwendigen Systemarchitektur sowie Festlegung der Datenprozesse und Rollenvergaben liegt ein wesentlicher Fokus auf der Anwendung künstlicher Intelligenz (KI).

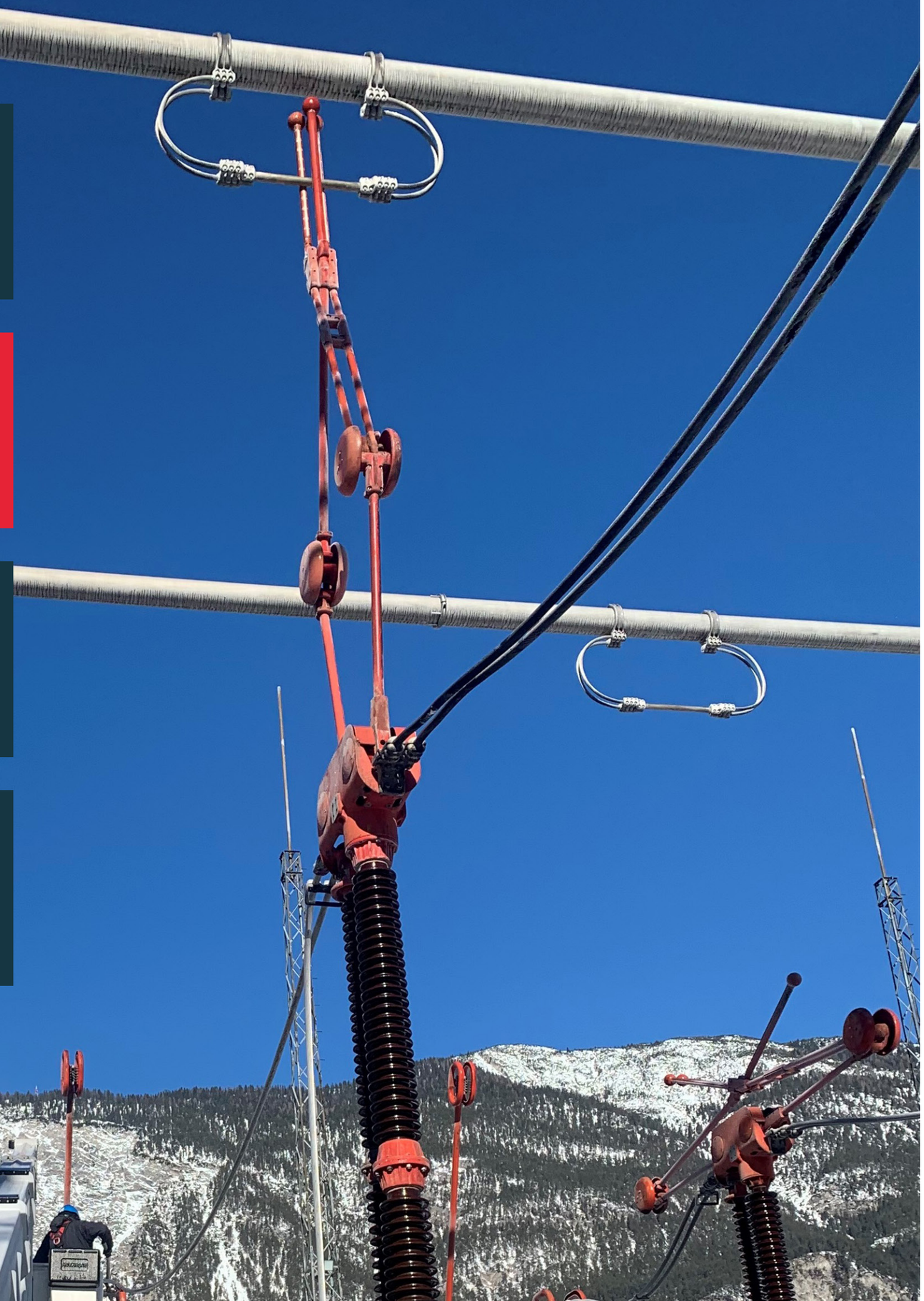
APG-intern wurde bereits eine Vielzahl möglicher KI-Anwendungsfälle identifiziert und priorisiert. Diese kommen aus dem Markt-, Betriebs- sowie Anlagenbereich. Aus letzterem wird exemplarisch ein Anwendungsfall vorgestellt: die KI-gestützte Rostdetektion an Masten.

Alle der rund 12.000 Masten der APG werden jährlich auf Schadstellen inspiziert. Einerseits leistet das einen Beitrag zur Versorgungssicherheit, gleichzeitig sollen so auch die Netz-Instandhaltungskosten optimiert werden. Bei Begehungen durch das APG-Personal werden Sichtprüfungen an den Masten durchgeführt und Fotos von Problemstellen, u. a. auch von Rostbildungen, angefertigt. Aktuell wird dieses Bildmaterial manuell ausgewertet und es werden daraus Instandhaltungsmaßnahmen abgeleitet. Zukünftig soll dieses Vorgehen durch die Anwendung innovativer Technologien wesentlich unterstützt werden.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

Eine in Zusammenarbeit mit dem Forschungsinstitut „Know Center GmbH“ entwickelte KI-Anwendung ist bereits in der Lage, mit hohen Genauigkeiten, Roststellen auf Bildern zu erkennen. Bei nachfolgender, manueller Beurteilung wird so wertvolle Zeit gespart, die wiederum in die Verbesserung der Instandhaltungsmaßnahmen investiert werden kann.

Zukünftig lässt sich damit der gesamte Inspektionsprozess neu denken: So könnten die Fotos halbautomatisiert von einer Drohne in einem vorprogrammierten Spiralflug um einen Mast aufgenommen werden. Danach könnten die Bilddaten digital ausgewertet und in einem finalen Schritt manuell überprüft werden. Mit der Zeit entsteht so außerdem eine Bildzeitreihe, mit der eine Vergleichbarkeit der Mastzustände über Jahre hinweg ermöglicht wird.



Innovationspartnerschaft

zum Trennermonitoring

- Projektart: Innovation
- Ansprechpartner: Georg Achleitner, Brigitte Bernhardt
- Projektlaufzeit: 2019 – laufend
- Projektpartner: TU Graz, ARTEMES, FSM Anwälte, weitere Firmen

F&I-Stoßrichtung 7

Ausbau des zustandsorientierten Asset Managements

Projektbeschreibung

Als „Sektorenauftraggeber“ unterliegt die APG dem Bundesvergabegesetz (BVergG), laut dem größere Beschaffungen öffentlich ausgeschrieben werden müssen. Weil die Rechtslage kein geeignetes Rahmenwerk für innovative Entwicklungszusammenarbeit darstellte, wurde 2018 die „Innovationspartnerschaft“ in die BVergG-Novelle inkludiert. Diese regelt die Ausschreibung einer partnerschaftlichen Entwicklung und anschließenden Erwerb einer noch nicht am Markt verfügbaren Leistung. Werden vorab definierte Leistungs- und Kosten-Niveaus eingehalten, muss der Erwerb nach der partnerschaftlichen Entwicklung nicht mehr neu ausgeschrieben werden. APG war eines der ersten österreichischen Unternehmen, das von diesem neuen Verfahren Gebrauch machte.

Die Grundlage der gemeinsamen Entwicklung stellt im konkreten Fall ein Patent dar, das basierend auf einer APG-internen Idee gemeinsam mit der TU Graz entwickelt wurde. Mit diesem neuen Ansatz ist es möglich, Fehler bei Trennschaltern („Trennern“) zuverlässig und mit minimalem Sensorik-Einsatz zu erkennen. – Nur eine zentrale Messung ist dafür notwendig. Trenner sind Komponenten in Umspannwerken die sich durch eine deutlich erkennbare Schaltstellung auszeichnen, um Anlagenteile von der Stromversorgung zu trennen. Der Trennvorgang geschieht dabei allerdings nur, wenn die Leistungszufuhr, beispielsweise durch einen seriell verbundenen Leistungsschalter, bereits unterbrochen ist.

Durch mechanische Beeinträchtigungen wie beispielsweise Aneisung oder Bruch eines Porzellan-Isolators kann es vorkommen, dass die gewünschte Trennerstellung nicht eingenommen werden kann. Solche Fehlerfälle bringen charakteristische Spannungs- und Stromverläufe in der Stellmotor-Versorgung mit sich. Es können nicht nur Trenner, sondern auch andere Verbraucher zentral erfasst und gemonitort werden.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

Die APG führte das Innovationspartnerschaft-Verfahren in vier Phasen durch:

01. Ab 2019: EU-weite Ausschreibung zur Auswahl der drei bestgeeigneten Innovationspartner aus ca. 20 Interessenten
02. Ende des Verfahren nach dem Vergaberecht: Machbarkeitsstudie mit diesen ausgewählten drei Innovationspartnern
03. Bis Mitte 2021: Prototypenentwicklung mit den beiden erfolgsversprechenden Innovationspartnern
04. Ende 2021: Auswahl des Siegers des Verfahrens für marktreife Entwicklung und langjährige Zusammenarbeit

Derzeit wird mit dem Sieger ARTEMES aus der Südsteiermark an der fixen Installation und Serientauglichkeit gearbeitet. Zuvor wurde im Zuge der Prototypenentwicklung ein KI-Ansatz für die Fehlererkennung entwickelt und in der Praxis erprobt.

Für APG stellt das Verfahren der Innovationspartnerschaft ein großes Potenzial für die Beschaffung innovativer Waren sowie Bau- und Dienstleistungen dar. Im Zuge dieses Projekts konnten bereits wertvolle Erfahrungen für weitere solcher Verfahren gesammelt werden.

QR-Codes auf Mastnummertafeln

- Projektart: Innovation
- Ansprechpartner: Stevica Rakic
- Projektlaufzeit: 2018 - 2021
- Projektpartner: QR Planet

F&I-Stoßrichtung 3

Nachhaltige Absicherung der Infrastruktur

Projektbeschreibung

Das Hoch- und Höchstspannungsnetz der APG stützt sich auf ungefähr 12.000 Masten. Seit Jahrzehnten sind diese mit Mastnummertafeln gekennzeichnet. Darauf ersichtlich sind: Mastnummer, Leitungsnummern und eine Notfall-Telefonnummer. Diese Informationen sind essentiell, damit Gefahr im Verzug gemeldet werden kann, sowie zur Unterstützung der Blaulichtorganisationen.

Seit Ende 2018 sind alle diese Masten auf dem bestehenden Mastnummernschild auch noch mit einem zusätzlichen QR-Code ausgerüstet. Mit einem Smartphone gescannt, kann so eine Notfallmeldung abgeschickt werden. Eine telefonische Verbindung mit dem APG-Sicherheitszentrum wird hergestellt und zusätzlich werden die Daten des Einsatzorts (Mast-Koordinaten, Leitungsdaten, etc.) per E-Mail an das Sicherheitszentrum gesandt. Auch Nachrichten und Bilder können so digital übermittelt werden. Scannen Einsatzkräfte den QR-Code, gelangen sie auf die digitale Sicherheitsplattform der APG.

Zusätzlich zum Melden von Notfällen, können über den QR-Code relevante Informationen, wie beispielsweise das Merkblatt mit den einzuhaltenden Sicherheitsabständen im Bereich stromführender Anlagen gefunden werden. Um die Meldung von Notfällen auch in Zukunft ohne internetfähiges Smartphone zu ermöglichen, bleiben die bisherigen Informationen auf dem Mastnummernschild erhalten.

Mit diesem QR-Code kann eine Demoversion abgerufen werden:

Neben der Unterstützung einer präziseren Notfallmeldung können auch die dann anlaufenden Vorkehrungen digital unterstützt werden. So bekommt die APG-Einsatzleitung beispielsweise sofort ein präzises Bild über den Zustand des betroffenen Mastes und kann Einsätze besser vorbereiten und koordinieren. Damit wird Digitalisierung für die unmittelbare Erhöhung der Sicherheit genutzt.

Hintergrundgeschichte

Im Herbst 2021 wurde das Projekt „QR-Codes auf Mastnummertafeln“ mit dem TÜV Wissenschaftspreis ausgezeichnet - eine Anerkennung für den Treiber dahinter, Stevica Rakic, Projektleiter im Leitungsbau, der seit 2015 alle Hebel in Gang setzte, um diese Idee zu verfeinern und umzusetzen. Auch wenn das Projekt als Teamarbeit entstanden ist, war er es, der nicht locker ließ und bei unzähligen Gesprächen die Bedürfnisse der Nutzer - beispielsweise im APG-Sicherheitszentrum oder bei Blaulichtorganisationen - immer besser verstehen wollte.

Der erste, selbst programmierte Prototyp diente einem ähnlichen Zweck: Etwas Greifbares sollte gezeigt werden können, mit dem Ziel Verbesserungsvorschläge in der nächsten Iteration einzubauen. Aus der Möglichkeit der telefonischen Kontaktaufnahme entwickelte sich so in vielen, kleinen Schritten die heutige, digitale Sicherheitsplattform. „Es ist nie ein statisches Produkt, es wird ständig adaptiert“, betont Rakic. Dieser Prozess geht bis heute weiter und soll Prozesse der Kontaktaufnahme weiter verbessern, zum Beispiel wenn Anrainer oder Unternehmen Tätigkeiten in Leitungsnähe ausführen. Außerdem soll so im Notfall eine schnellere und effektivere Einsatzkette unterstützt werden.

Nachdem ein großer Teil der Vorarbeit für dieses Projekt neben der Erledigung des Tagesgeschäfts erfolgt war, kam die Umsetzung durch eine interne Forschungs- und Innovationsveranstaltung so richtig in Schwung. Dort konnte auch der Vorstand das große Potenzial dieser Idee erkennen. Im Zuge der nächsten, zweimal jährlich stattfindenden Begehung aller APG-Masten wurden die QR-Codes auf bestehende Mastnummertafeln aufgebracht. Heute werden neue Mastnummertafeln schon mit integriertem QR-Code ausgeliefert und montiert.

Projektleiter Stevica Rakic sieht noch viel Potenzial in der Idee. Denn, während die QR-Codes auf den 12.000 APG-Masten witterungsbeständig und unverändert sind, kann die dahinterliegende Plattform laufend verbessert werden.

Blitzforschung im Alpenraum

- Projektart: Forschung
- Ansprechpartner: Christoph Karner, Georg Achleitner
- Projektlaufzeit: 01.2016 – 12.2020
- Projektpartner: ALDIS, TU Graz

F&I-Stoßrichtung 3

Nachhaltige Absicherung der Infrastruktur

Projektbeschreibung

Die österreichische Alpenregion zählt europaweit zu jenen Gebieten mit der höchsten Blitzaktivität. Durch den Klimawandel und die damit einhergehenden meteorologischen Veränderungen können die Intensität von Gewittern und die damit einhergehenden Blitzentladungen zunehmen, während deren Vorhersagbarkeit noch weiter erschwert wird. Heute eingesetzte Blitzortungs-Systeme wie ALDIS (Austrian Lightning Detection and Information System) können Entladungen mit einer gewissen Präzision zwar orten, aber nicht vorhersagen. Erst ab der ersten Entladung können diese Systeme für Entscheidungen und Schutzmaßnahmen herangezogen werden. Sowohl bei Vor- als auch Entwarnungen bestehen aktuell große Unsicherheiten. Dieser unvorhersehbare Verlauf von Unwettern stellt unsere gesamte Gesellschaft immer wieder vor Herausforderungen, bei arbeitsrelevanten und privaten Aktivitäten.

Natürlich sind auch wesentliche Infrastruktursysteme wie die Leitungen und Umspannwerke der APG diesen Umwelteinflüssen ausgesetzt. Um die Auswirkungen dieser Entladungen an und um APG-Anlagen besser zu verstehen und Ausfällen vorbeugen zu können, werden diese Phänomene bereits seit mehreren Jahren in verschiedenen Forschungsinitiativen mit wissenschaftlichen Partnern erforscht.

So wurde beispielsweise die Entstehung von ALDIS gemeinsam mit dem Österreichischen Verband für Elektrotechnik (OVE) von Beginn an durch die APG begleitet. Weil insbesondere im alpinen Raum erfahrungsgemäß höhere Ungenauigkeiten bei der Blitzortung auftreten, nahmen sich mehrere Projekte der Verbesserung der Ortungspräzision in dieser Region an.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

So wurde im Rahmen des Projekts „Wolke-Erde-Blitz im Alpenraum“ gemeinsam mit der TU Graz ein mobiles System bestehend aus einer hochauflösenden Kamera und einem Messsystem für elektrische Felder entwickelt und erprobt. Durch die kombinierte Auswertung, gemeinsam mit GPS-zeitsynchronisierten Daten aus ALDIS sowie Wetterdaten der Zentralen Anstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG), konnten Art und Eigenschaften der Gewitter deutlich besser dokumentiert werden. Die entstandenen Erkenntnisse und etablierten Systeme sind ein wesentlicher Schritt hin zu einer besseren Blitzschlag-Früherkennung und einer schnelleren Störungsaufklärung.

Neben der Verbesserung der Ortungsgenauigkeit von ALDIS verfolgt das Projekt „Blitzstrom-Messung Gaisberg“ auch das Ziel, die entstehenden Stromimpulse durch Blitzeinschlag, Induktion, Langzeitentladung und Folgeblitze genauer zu erforschen. Die europäische Besonderheit bei diesem Forschungsprojekt wird durch die direkte Strommessung mittels Shunt (niederohmiger Widerstand) dargestellt. Dadurch werden wertvolle Erkenntnisse für die Normung und zukünftige Auslegung elektrischer Infrastruktur geliefert.

Eismonitoring+

F&I-Stoßrichtung 5

Flächendeckender Einsatz von Sensorik und IoT

- Projektart: Forschung
- Ansprechpartner: Oskar Oberzaucher, Michael Leonhardsberger
- Projektlaufzeit: 09.2020 - laufend
- Projektpartner: Heimdall Power

Projektbeschreibung

Bei ungünstigen, winterlichen Bedingungen kann es zu Eisbildung an Freileitungen kommen. Zwar werden alle heimischen Freileitungen darauf ausgelegt,eine gewisse Eislast zu tragen, doch kann nicht ausgeschlossen werden, dass zulässige Grenzwerte, speziell in manchen besonders exponierten Lagen, überschritten werden. Dies könnte in weiterer Folge zu kritischen Situationen unter der Leitung, beispielsweise Eisabwurf auf nahegelegene Straßen, und auch zu Einschränkungen im Betrieb führen.

Zukünftig soll ein Netz an Wetterinformationen und Sensoren direkt an den Leiterseilen dafür sorgen, diese Risiken der Eislast frühzeitig zu identifizieren um Gegenmaßnahmen einleiten zu können. Zusätzlich zu diesem unmittelbaren Nutzen kann so weiters das Verständnis über das Aneisungsverhalten von APG-Freileitungen vertieft werden. Dafür werden im Zuge des Projekts „Eismonitoring+“ Sensoren- und Cloud-Lösungen zur Datenauswertung entwickelt und getestet. Erkenntnisse über das Eisgewicht, die mit Sensoren direkt an den Leisterseilen erhoben werden, werden mit engmaschigen Wetterdaten kombiniert und in der Cloud ausgewertet.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

Basierend auf den langjährigen Erfahrungen, kommen die ersten Sensoren speziell dort zum Einsatz, wo wiederholt Eiswalzen auftreten, Gefahr für nahegelegene Objekte durch Eisabwurf besteht und zusätzlich an exponierten Lagen, an denen man bis dato die tagesaktuellen Zustände nicht genau kennt.

Nach einem erfolgreichen Pilotprojekt im Jahr 2017, wird nun das Eismonitoring-System österreichweit an ausgewählten Standorten ausgerollt. Vor der Wintersaison 2021/22 wurden bereits drei dieser Standorte mit Sensoren bestückt. Nach diesem Testlauf soll das Sensorsystem auf alle geplanten Leitungsabschnitte ausgeweitet werden und in den operativen Betrieb übernommen werden.
Des Weiteren soll geprüft werden, ob anhand der gesammelten Daten eine Prognose von Aneisungen möglich ist, um bereits proaktiv auf solche Situationen reagieren zu können.

Eismonitoring-Sensoren auf Leiterseilen, Standort Koralm

Monitoring Windradaneisung

- Projektart: Forschung
- Ansprechpartner: Christoph Karner
- Projektlaufzeit: 03.2020 – laufend
- Projektpartner: ZAMG, Eologix, Windpark Simonsfeld

F&I-Stoßrichtung 8

Entwicklung und Einsatz von Unterstützungssystemen im operativen Netzbetrieb

Projektbeschreibung

Derzeit sind österreichweit etwa 1.300 Windturbinen im Einsatz. Durch die Dekarbonisierung des Stromsystems wird die Zahl der Windräder und damit der Anteil der Windenergie am Energiemix weiter steigen. Schon heute spielen Prognosen der erzeugten Energiemengen eine wesentliche Rolle in der Sicherstellung des Ausgleichs zwischen verbrauchtem und erzeugtem Strom und damit der Netzstabilität und Versorgungssicherheit.

Die vorhergesagten Mengen erzeugter Windenergie sind offenkundig abhängig von den prognostizierten Winddaten. Unter speziellen, winterlichen Bedingungen kann es allerdings vorkommen, dass vorhandene Windpotenziale unerwartet nicht genutzt werden können, weil vereiste Windanlagen nicht betrieben werden können. Großräumige Aneisungen, die ganze Regionen und damit viele Windturbinen gleichzeitig betreffen, können so zu unerwarteten Leistungsdefiziten führen, wenn diese nicht rechtzeitig antizipiert und berücksichtigt werden.

Gemeinsam mit der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) hat sich die APG deswegen diesem Problem angenommen und eine Pilotstudie zur Vorhersage von Vereisungsereignissen an Windkraftanlagen durchgeführt. Ziel dabei war es, ein Modell zur Datenauswertung zu entwickeln, das basierend auf Wetter- und Sensordaten rechtzeitig, also möglichst am Vortag, vor Vereisungen warnen kann. Im Winter 2020/21 wurden dazu zehn Windparks im Weinviertel und Nordburgenland betrachtet.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

An den im Rahmen des Forschungsprojekts betrachteten Anlagen kam es im Winter 2020/21 zu jeweils zwei bis acht Vereisungsereignissen die länger als vier Stunden andauerten. Das getestete, automatisierte System hätte insgesamt 16 Mal vor Vereisung gewarnt. Im angewandten Semiautomatismus, in dem der diensthabende Meteorologe der ZAMG täglich die Vereisungslage auf Basis von Modellrechnungen abschätzt, wurde schlussendlich vor zehn Vereisungsevents gewarnt. Während dem Pilotdurchlauf trat ein einziges lokales Vereisungsereignis auf, das nicht prognostiziert werden konnte. In einem weiteren Schritt kam es für die Winterperiode 2021/22 zu einer operativen Umsetzung bei der ZAMG.

Nach den vielversprechenden Ergebnissen der Pilotuntersuchung, bietet ein derartiger Ansatz zukünftig die Möglichkeit, einen wesentlichen Beitrag zur heimischen Versorgungssicherheit zu leisten.

Life Eurokite – Rotmilan

- Projektart: Forschung
- Ansprechpartner: Sven Aberle
- Projektlaufzeit: 01.2021 – laufend
- Projektpartner: Mitteleuropäische Gesellschaft zur Erhaltung der Greifvögel, weitere 20 Partner in 12 Staaten (davon 5 Stromleitungsbetreiber in 4 Staaten)

F&I-Stoßrichtung 6

Verstärkte Ökologisierung durch nachhaltige Innovationen

Projektbeschreibung

Bauprojekte der APG werden strengen Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP) unterzogen. Eines der darin behandelten Spannungsfelder entsteht zwischen Naturschutz und Energieversorgung. Für die sichere Stromversorgung Österreichs sind gewisse Eingriffe in die Umwelt leider unumgänglich. Um die Auswirkungen auf natürliche Lebensräume aber so gering wie möglich zu halten, unternimmt die APG seit Jahren große Bemühungen, die über die gesetzlichen Vorgaben hinausgehen. Für ein besseres Verständnis der ökologischen Auswirkungen, gilt es eine objektive Datenbasis in diesem Bereich zu schaffen.

Im konkreten Fall sollen die Auswirkungen der Übertragungsnetzinfrastruktur auf Vogelpopulationen untersucht werden. Generell haben Vögel Schwierigkeiten, horizontale Hindernisse wie Stromleitungen zu erkennen. Aus diesem Grund, werden bereits seit Langem vertikale Sichthilfen an neuralgischen Stellen angebracht, um Kollisionen zu vermeiden. Speziell größere Vogelarten laufen Gefahr, mit Leitungen zu kollidieren, weil sie aufgrund ihrer Geschwindigkeit und Größe nicht schnell genug ausweichen können.

Mit der Teilnahme am internationalen Forschungsprojekt „Life Eurokite“ leistet die APG einen proaktiven Beitrag zur besseren Erforschung der Auswirkungen der Übertragungsnetzinfrastruktur auf Greifvögel-Populationen. Als repräsentatives Exemplar wird der in Mitteleuropa vorkommende

Rotmilan gewählt. Im Zeitraum von 2019 bis 2023 werden für die Erkundung menschenverursachter Sterblichkeit ca. 500 Rotmilane und 100 weitere Greifvögel besendert. Damit können Ausbreitung sowie Todesfälle permanent aufgezeichnet und weiter untersucht werden.

Die APG hat zugesichert, sich an Maßnahmen zu beteiligten, die die menschenverursachte Sterblichkeit von Greifvögeln reduzieren. Neben dem Ableiten von Maßnahmen gegen Unfälle mit Stromleitungen, zählt dazu auch die klare Positionierung und Unterstützung in der Aufklärung und Bestrafung von Vergiftungsfällen, der Anpassung gesetzlicher Rahmenwerke und Förderungen, sowie der Sensibilisierung der Öffentlichkeit.

3 Neue Flexibilität

Das Stromsystem in Balance zu halten, also sicherzustellen, dass Erzeugung und Verbrauch sich in jedem Moment das Gleichgewicht halten, wird in Zukunft durch die vermehrte Miteinbeziehung volatiler, erneuerbarer Energiequellen eine noch größere Herausforderung darstellen.

Paneuropäische Übertragungskapazitäten und effektive Marktmechanismen im Sinne der horizontalen Strommarktintegration sind essentiell, um regionale Überproduktion anderenorts nutzen zu können. Weil beispielsweise Windflauten regional und nicht am gesamten Kontinent gleichzeitig auftreten, können damit verbundene Erzeugungsschwankungen durch das integrierte, europäische Energiesystem ausgeglichen werden.

Um die täglichen (kurzfristigen) Schwankungen, beispielsweise Tag-Nacht-Unterschiede in der PV-Produktion, auszugleichen, werden lokale Speichermöglichkeiten und flexible Anpassungen des Strombedarfs benötigt. Im Zuge einer solchen vertikalen Strommarktintegration kann diese Flexibilität nutzbar gemacht werden.

Um mittel- und kurzfristige Erzeugungsschwankungen auszugleichen, sind verstärkte horizontale und vertikale Strommarktintegration entscheidend.

Zusätzlich zu diesen Anforderungen an die Strommarktgestaltung durch die Energiewende, kommt es immer wieder zu Anpassungen der gesetzlichen Grundlagen auf EU-Ebene, die entsprechend berücksichtigt und umgesetzt werden müssen. Diese erfolgen vorrangig im Sinne eines starken, europäischen Binnenmarkts, der weiteren Liberalisierung der Strommärkte und gestärkten Vorteilen für Endverbraucher. Die Umsetzung dieser Anpassungen erfordert in vielen Fällen ebenfalls eine verstärkte horizontale und vertikale Marktintegration, weshalb große Überschneidungen zu der F&I-Dimension „Neue Flexibilität“ entstehen.

APG-Steuerzentrale, Power Grid Control, Wien Südost

Future Flow

- Projektart: Forschung
- Ansprechpartner: Milan Vukasovic
- Projektlaufzeit: 01.2016 – 01.2020
- Projektpartner: Europäische Partner der Energiebranche, darunter drei Übertragungsnetzbetreiber (ELES, MAVIR, Transelectrica)

F&I-Stoßrichtung 1

Erschließung & Nutzung dezentraler Flexibilitätspotenziale

Projektbeschreibung

Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer werden europaweit durch die Energiewende vor große Herausforderungen gestellt. Thermische, flexibel ansteuerbare Kraftwerke nahe der Verbraucherzentren werden zu großen Teilen von dargebotsabhängigen, erneuerbaren Energiequellen, deren Standorte abhängig von naturgegebenen Potenzialen sind, aus dem Markt verdrängt. Durch die Volatilität und räumliche Verteilung dieser neuen Energiequellen werden neue Ansätze in der Sicherstellung des Stromausgleichs sowie dem Engpassmanagement erforderlich.

Treffen diese Realitäten auf ein Übertragungsnetz, das wegen schleppenden Genehmigungsverfahren nur langsam ausgebaut werden kann, steigen die Kosten für das Engpassmanagement durch immer häufiger notwendig werdende, kurzfristige Eingriffe in die Kraftwerksplanung – dem so genannten Redispatch. So entstehen hohe Kosten, die schlussendlich jeder österreichische Netznutzer mittragen muss, jährlich über 100 Millionen Euro. Zur Verringerung dieser Kosten werden neben dem Netzausbau auch andere, innovative Lösungsansätze verfolgt.

Durch den grenzüberschreitenden, mit IT-Systemen optimierten Austausch verschiedener Energieprodukte wurde im Rahmen des von der EU geförderten Projekts „Future Flow“ eine solche Kostenoptimierung für Sekundärregelenergie und Redispatch konzipiert und realisiert. Darüber hinaus wird dezentral, beispielsweise in Industrieunternehmen, vorhandene Flexibilität zugänglich und über Ländergrenzen hinweg nutzbar gemacht. Unter der Leitung des slowenischen Übertragungsnetzbetreibers ELES wurde der Prototyp der IT-gestützten Handelsplattform für die Regelzonen Österreich, Slowenien, Ungarn und Rumänien in Betrieb genommen.

APG lieferte in der Konzeption wesentliche Beiträge in der Gestaltung der Optimierungs- und Abrufprozesse und legte den Grundstein für die verursachergerechte Verteilung der Redispatch-Kosten, basierend auf Power Flow Colouring.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

In diesem Pilotprojekt konnten 50 MW Flexibilität grenzübergreifend zugänglich gemacht werden, die von 96 „progressiven Konsumenten“ (engl.: „Prosumers“) zu Verfügung gestellt wurden. Durchgeführte Analysen kommen zu dem Ergebnis, dass bei vollem Ausbau der länderübergreifenden Koordinierung zwischen den vier Ländern 23 % des Abrufs der Sekundärregelenergie (in MWh) eingespart werden könnten.

Die geringeren Energiemengen für den tatsächlich notwendigen Abruf und das gestiegene Angebot von Flexibilität mit erhöhtem Wettbewerb, könnten so schlussendlich zu wesentlichen Kostenreduktionen führen. Berechnungen und Analysen für die im Projekt betrachteten Zeiträume und Pilotversuche zeigten, dass sich die Gesamtkosten für Sekundärregelenergie (aFRR) für alle vier Länder zusammen um 60 % reduzieren ließen und die Redispatch-Kosten um 57 % sinken könnten.

Core

Lastflussbasierte Marktkopplung als Zielmodell in Zentraleuropa

- Projektart: Innovation
- Ansprechpartner: Reinhard Kaisinger
- Projektlaufzeit: 04.2020 – laufend
- Projektpartner: 16 europäische Übertragungsnetzbetreiber

F&I-Stoßrichtung **1**

Erschließung & Nutzung dezentraler Flexibilitätspotenziale

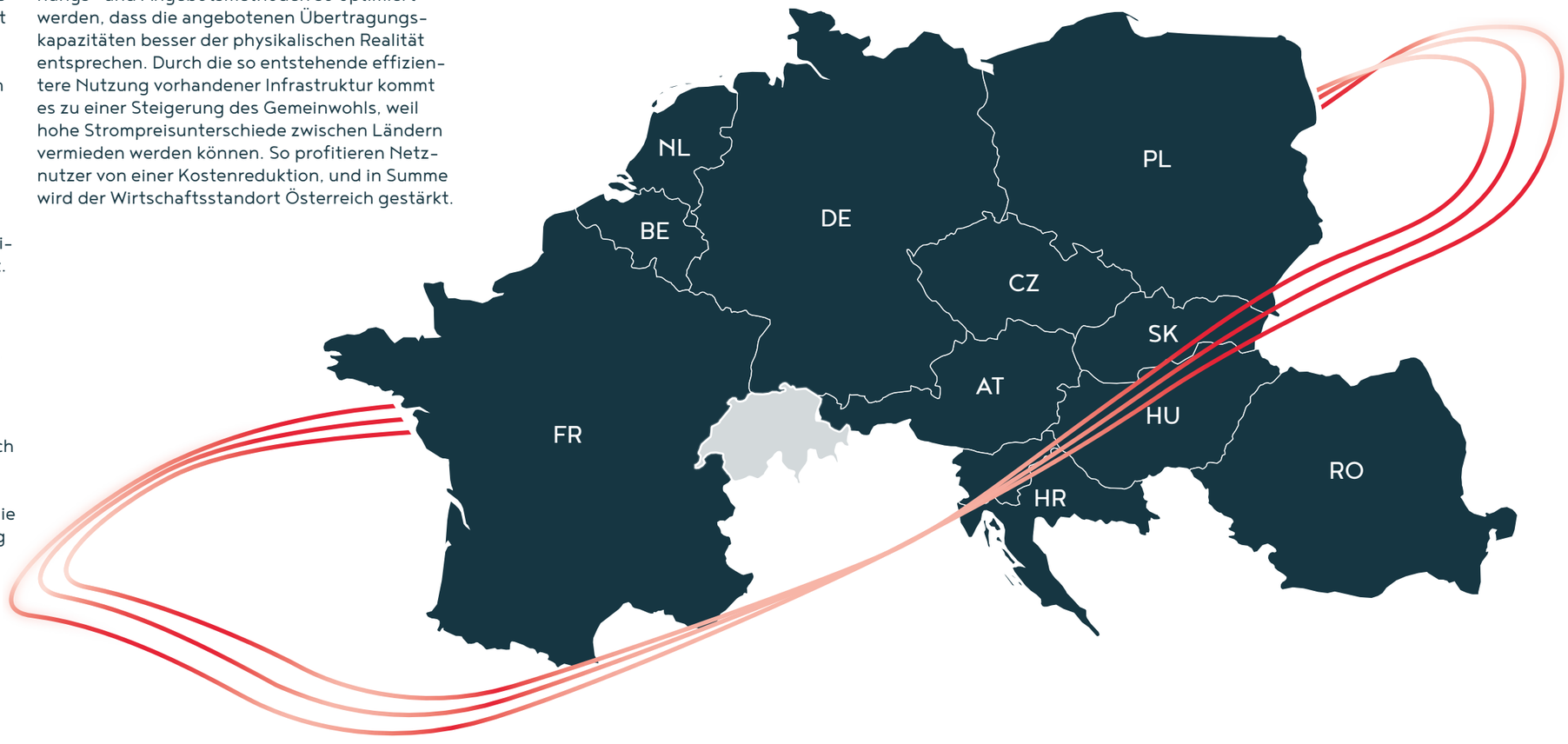
Projektbeschreibung

Für das Gelingen der Energiewende, muss der europäische Strommarkt zusammenwachsen – nationale Strommärkte sollen zusehends horizontal integriert werden. So wird beispielsweise sichergestellt, dass Windstrom aus der Nordsee in alpinen Pumpspeichern gespeichert werden kann. Außerdem können so regionale Flauten erneuerbarer Energieerzeugung ausgeglichen werden.

Damit das möglich wird, sind optimal genutzte grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten notwendig. Aktuell werden diese am Vortag (Day Ahead) von benachbarten Übertragungsnetzbetreibern berechnet und an Strombörsen weitergeleitet. Dort laufen sie mit Kauf- und Verkaufsangeboten der Strommarktteilnehmer zusammen. Aktuell kommt es bei der Berechnung der zu Verfügung stehenden Kuppelkapazitäten zu gewissen Vereinfachungen, die die physikalischen Eigenschaften des Übertragungsnetzes nicht adäquat wiedergeben können. Diese Vereinfachungen führen schlussendlich dazu, dass weniger als die tatsächlich physikalisch vorhandenen Übertragungskapazitäten genutzt werden können. Dies reduziert das resultierende Gemeinwohl und erschwert weiters die Erreichung des EU-Ziels, das eine 70%ige Nutzung der Grenzkuppelkapazität für den kurzfristigen Stromhandel vorsieht.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

Im Zuge dieses Projekts sollen angewandte Berechnungs- und Angebotsmethoden so optimiert werden, dass die angebotenen Übertragungskapazitäten besser der physikalischen Realität entsprechen. Durch die so entstehende effizientere Nutzung vorhandener Infrastruktur kommt es zu einer Steigerung des Gemeinwohls, weil hohe Strompreisunterschiede zwischen Ländern vermieden werden können. So profitieren Netznutzer von einer Kostenreduktion, und in Summe wird der Wirtschaftsstandort Österreich gestärkt.



XBID

Neue Verfahren im grenzüberschreitenden Intraday-Stromhandel

- Projektart: Innovation
- Ansprechpartner: Anita Gansterer-Weber, Christoph Jachmann
- Projektlaufzeit: 01.2020 - laufend
- Projektpartner: 7 Strombörsen und europäische Übertragungsnetzbetreiber aus 12 Ländern

F&I-Stoßrichtung 1

Erschließung & Nutzung dezentraler Flexibilitätspotenziale

Projektbeschreibung

Aktuell können am Intraday-Strommarkt, auf dem der kontinuierliche Kauf und Verkauf von Strom stattfindet, der noch am selben Tag geliefert wird, keine Erlöse aus der Versteigerung von grenzüberschreitenden Kapazitäten generiert werden. Im Unterschied zu anderen Strommarkt-Segmenten wird dadurch den grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten kein Wert zugewiesen. Dadurch kommt es zu unzureichenden Investitionssignalen für den Ausbau der Übertragungsinfrastruktur und die verschiedenen Strommarkt-Segmente sind untereinander nicht konsistent ausgestaltet.

Die Bepreisung von grenzüberschreitender Kapazität im Intraday-Strommarkt soll mit der Integration von drei zusätzlichen Auktionen pro Liefertag umgesetzt werden. Dafür ist es notwendig, die heutigen Verfahren am Intraday-Markt zu adaptieren und eine gemeinsame Infrastrukturnutzung mit dem Day-Ahead-Markt zu etablieren, während der Handel in Echtzeit weiterhin sichergestellt ist.

Weiters sollen im Forschungsprojekt XBID auf EU-Ebene erstmalig Bedingungen am kontinuierlichen Intraday-Strommarkt geschaffen werden, die den Zusammenschluss verschiedener Gebote zu einer wieder handelbaren Order erlauben: „Cross Product Matching“. Dadurch können erstmals Gebote verschiedener Produkte, welche bisher in separate Orderbücher aufgeteilt waren, miteinander gehandelt werden, wodurch die Liquidität des Intraday-Marktes steigen sollte.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

Für die Umsetzung der Intraday-Auktionen wurden erstmals alle Umsetzungsvarianten über mehrere Iterationen systematisch analysiert, gegenübergestellt und anhand von vorher definierten Parametern bewertet. Dafür wurden genaue zeitliche Ablaufdiagramme der beteiligten Märkte und eine Matrix erstellt, in der alle Kombinationsvarianten gegenübergestellt und durch Kriterien wie Aufwand, Komplexität und Kosten bewertet wurden.

Beim Cross Product Matching lag der Schwerpunkt auf ersten umfangreichen technischen Analysen, um ein Verfahren entwickeln zu können, welches es erstmals ermöglicht, Gebote verschiedener Produkte miteinander zu kombinieren und die Kombinationen daraus ebenfalls handelbar zu machen. In ersten analytischen Tests zeigte sich, dass das Einhalten der Verarbeitungsgeschwindigkeit von Geboten eine zentrale Herausforderung darstellt, weil sich mit Cross Product Matching viele Kombinationen ergeben, die vom System in Echtzeit durchgerechnet werden müssen. Weiters war herausfordernd, einen Preisfindungsmechanismus zu entwickeln, mit dem alle Marktteilnehmer einen für sie akzeptablen Preis erzielen können, unabhängig davon, ob die Orders vom System zusammengefasst wurden.

PICASSO und MARI

- Projektart: Innovation
- Ansprechpartner: Christian Spindler, Christina Wirrer, Matthias Eder
- Projektlaufzeit: 01.2020 – laufend
- Projektpartner: Europäische Übertragungsnetzbetreiber

F&I-Stoßrichtung 1

Erschließung & Nutzung dezentraler Flexibilitätspotenziale

Projektbeschreibung

Als Regelzonenführer ist APG dafür verantwortlich, die Netzfrequenz stabil bei 50 Hz zu halten. Damit das gelingt, müssen Stromerzeugung und -verbrauch zu jedem Moment im Gleichgewicht sein. Auftretende Schwankungen des Verbrauchs oder der Erzeugung müssen kurzfristig ausgeglichen werden. Dafür muss von der APG Regelreserve am Markt mittels Ausschreibungen beschafft werden. Weil die dabei auftretenden Kosten weiterverrechnet werden müssen, trägt diese schlussendlich der Netznutzer. Gemeinsam mit europäischen Partnern ist die APG seit Jahren bestrebt, diese Kosten zu minimieren, und verzeichnet dabei auch wesentliche Erfolge. Dank der bestehenden Kooperationen konnten die jährlichen Kosten zwischen 2014 und 2020 um etwa 80 % auf 40 Millionen Euro gesenkt werden. Weitere Markt-Innovationen im Rahmen des Regelreservemarktes sollen die Kosten noch weiter senken oder auf diesem relativ niedrigen Niveau stabilisieren, während für Marktteilnehmer flexiblere Möglichkeiten zur Teilnahme am Regelreservemarkt geschaffen werden.

Grundsätzlich werden drei Regelreservearten unterschieden: Innerhalb weniger Sekunden können Frequenzabweichungen mit der Primärregelreserve (engl.: Frequency Containment Reserve – FCR) automatisch stabilisiert werden. Dieser Ausgleich erfolgt durch die Vernetzung der Primärregelreserven im gesamten kontinentaleuropäischen Netz. Im Unterschied dazu muss die Sekundärregelreserve (engl. Automatic Frequency Restoration Reserve – aFRR), die bei länger anhaltenden Abweichungen zum Einsatz kommt, in den jeweiligen Regelzonen vorgehalten werden. Um eine länger andauernde Aktivierung der Sekundärregelreserven zu vermeiden, kommt innerhalb einer Viertelstunde die Tertiärregelreserve (engl. Manual Frequency Restoration Reserve – mFRR) zum Einsatz. Auch diese muss in den jeweiligen Regelzonen vorgehalten werden.

Die Veränderungen des Marktdesigns, die in den vergangenen Jahren zu der wesentlichen Kostenreduktion geführt haben, waren insbesondere die Erleichterung des Marktzugangs für Anbieter von Regelreserven, beispielsweise durch den Zusammenschluss von kleinen Akteuren in virtuelle Kraftwerke, sowie die Verkürzung der Intervalle von täglichen Auktionen und Produktzeitscheiben. Der Wettbewerb zwischen Regelreserve-Anbietern wird so erhöht und führt zu fallenden Preisen.

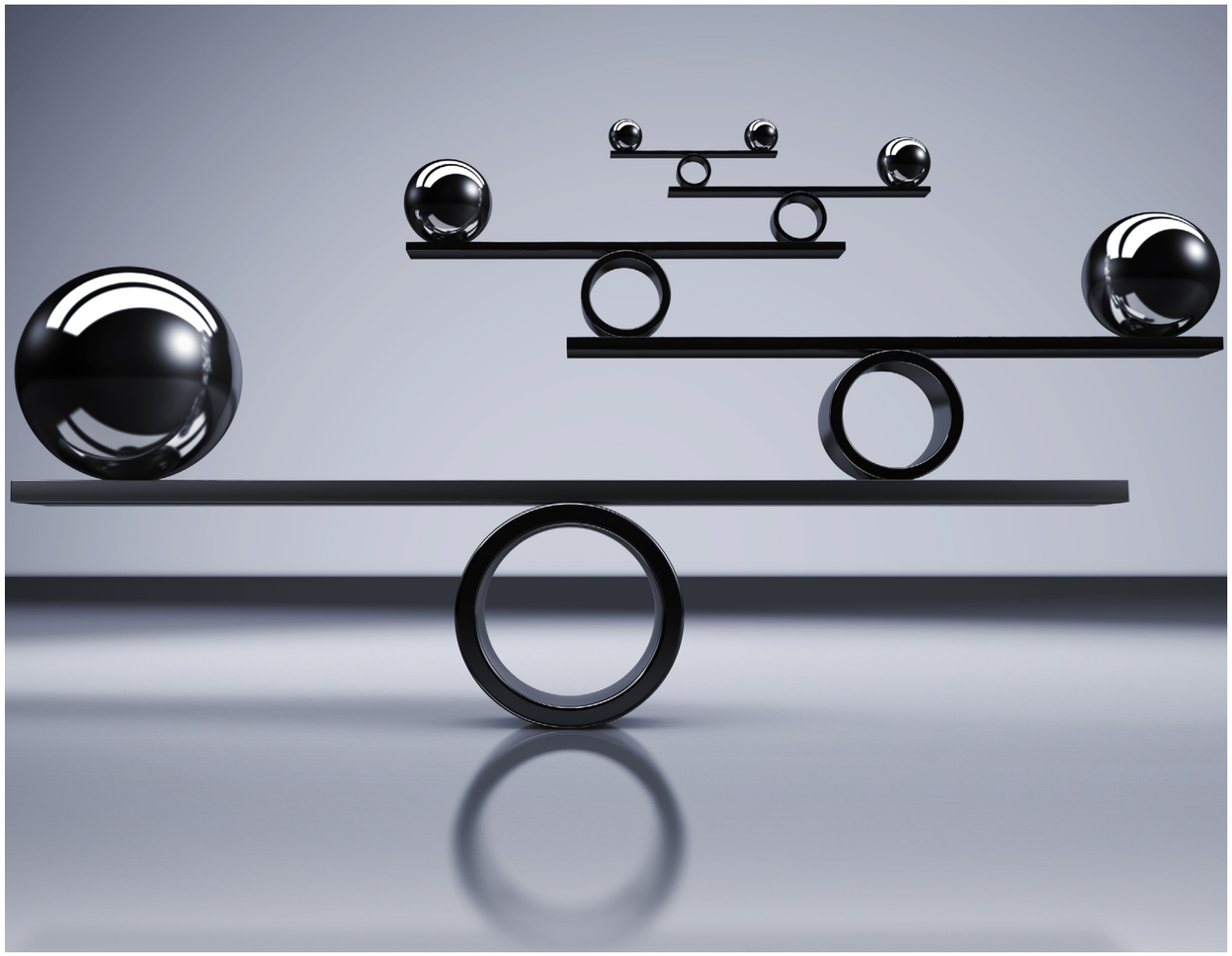
Diese Wege sollen auf internationaler Ebene, in der Zusammenarbeit europäischer Übertragungsnetzbetreiber, fortgeführt werden. Wesentliche Aktivitäten laufen in zwei Initiativen zusammen: PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated frequency restoration and Stable System Operation) und MARI (Manually Activated Reserves Initiative). Ziel dabei ist es, die auf Regelzonen beschränkten Märkte für Sekundär- und Tertiärregelenergie auf europäische Ebene zu heben und die Auktionsintervalle auf 15 Minuten zu verkürzen.

APG und die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber nehmen darin eine Vorreiterrolle ein. Sowohl für die Sekundärregelreserve als auch für die Tertiärregelreserve besteht eine erfolgreiche Kooperation zwischen APG und den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern zur gemeinsamen Optimierung der Abrufe von Sekundärregelenergie bzw. Tertiärregelenergie und zum Austausch der Sekundärregelleistungsvorhaltung. Designbestandteile dieser bestehenden Modelle wurden für die Entwicklung der Europäischen Regelenergieplattformen herangezogen und können auch für eventuelle zukünftige Kooperationen über den Austausch von Regelleistungsvorhaltung als erfolgreiche Beispiele dienen.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

PICASSO ist ein Akronym und steht für: „Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation“ (dt.: Plattform für die internationale Koordinierung der Sekundärregelreserve und Systemstabilität). Damit wird das Implementierungsprojekt beschrieben, das den europaweiten Austausch der Sekundärregelreserve ermöglicht. Ein ähnliches, auf die Tertiärregelreserve gerichtetes Ziel verfolgt MARI (Manually Activated Reserves Initiative, dt.: Tertiärregelreserven-Initiative). Beide Initiativen werden im europäischen Übertragungsnetzbetreiber-Verbund ENTSO-E betrieben und stellen den Kern der Umsetzung der EU-Verordnung zum Systemausgleich (2017/2195) dar.

Der Netznutzer profitiert von den erzielten Kostenvorteilen. Weitere Akteure des österreichischen Strommarkts erhalten die Möglichkeit, ihre Netzdienstleistungen europaweit anzubieten.



ABS4TSO

- Projektart: Forschung
- Ansprechpartner: Viktor Zeh
- Projektlaufzeit: 05.2018 – 12.2021
- Projektpartner: AIT (Austrian Institute of Technology), TU Wien und VERBUND

F&I-Stoßrichtung 1

Erschließung & Nutzung dezentraler Flexibilitätspotenziale

Projektbeschreibung

Eine der Hauptaufgaben der APG besteht darin, das Stromsystem in Balance zu halten. Für eine stabile Netzfrequenz von 50 Hz müssen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sein. Eine plötzliche Veränderung der Erzeugung oder des Verbrauchs bewirkt ein entsprechendes Ungleichgewicht, und es kommt zu einer Änderung der Netzfrequenz. Die Schnelligkeit dieser Änderung hängt von der sogenannten Systemträgheit ab. Bestimmt wird die Systemträgheit durch die rotierenden Massen in Turbinen und Generatoren der in Betrieb befindlichen Kraftwerke. Eine große Systemträgheit ist für die Stabilität des Netzes vorteilhaft, weil damit Zeit gewonnen wird, um das Gleichgewicht mit Regelreserven wiederherzustellen.

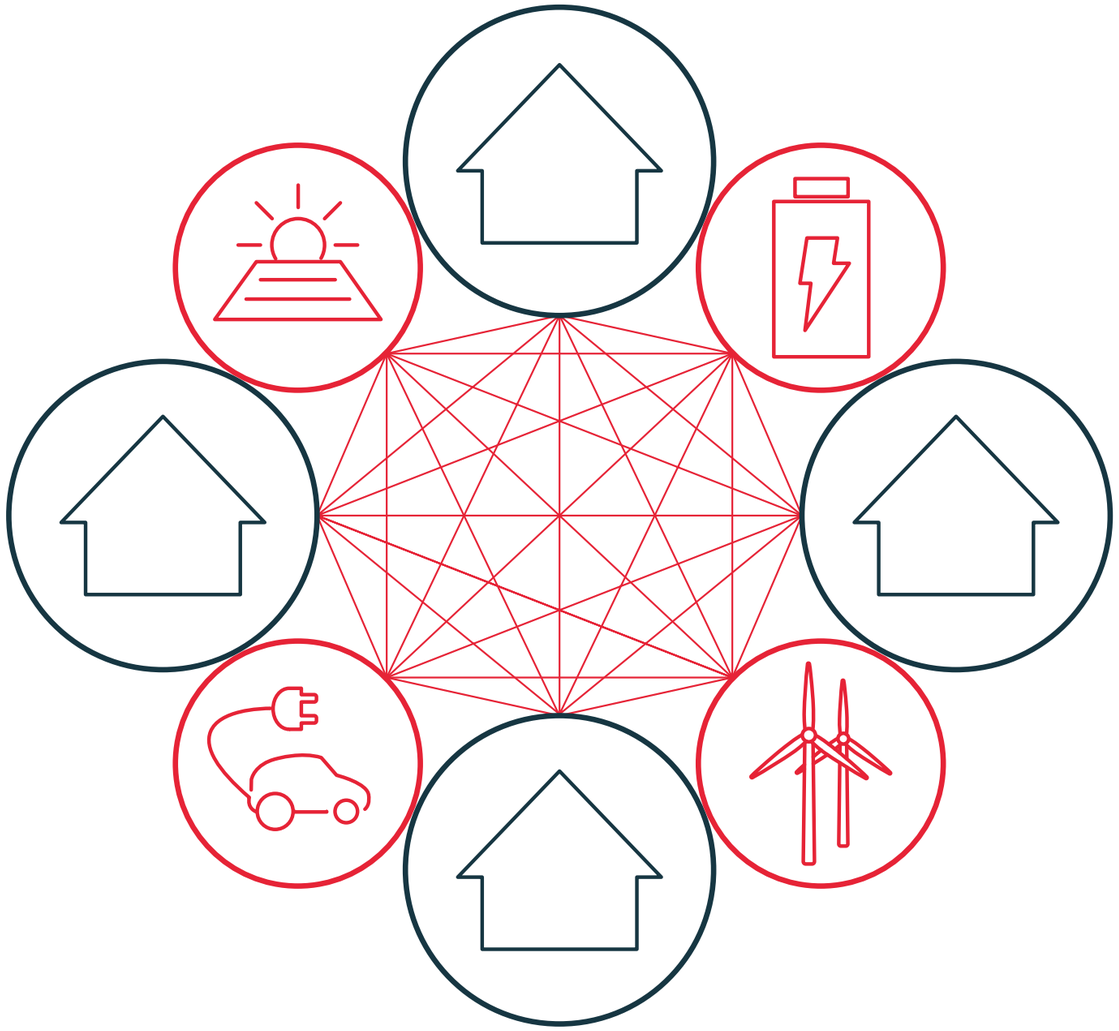
Die großen Schwungmassen befinden sich hauptsächlich in Wasserkraftwerken und thermischen Anlagen. Letztere werden allerdings im Zuge der Energiewende zunehmend von Wind- und Photovoltaik-Anlagen abgelöst. Bei diesen Erzeugungsformen wird zunächst Gleichstrom erzeugt, der vor der Einspeisung ins Netz über Wechselrichter erst in Drehstrom umgewandelt werden muss. Damit werden die Schwungmassen vom Netz entkoppelt und unterstützen die Netzstabilität nicht mehr. Weil mit dieser Veränderung des Kraftwerksparks also Schwungmassen entfallen, sinkt auch die gesamte Trägheit des Stromsystems. Die Netzfrequenz wird damit viel labiler. Es braucht also neue Ansätze, um Frequenzschwankungen, die die vorhandenen Regelreserven nicht schnell genug ausgleichen können, innerhalb von Millisekunden zu identifizieren und das Netz zu stabilisieren. Dazu sind verschiedene Mechanismen denkbar – so z. B. extrem schnelle Regelreserven oder eine „künstliche Trägheit“.

Aus dieser Motivation heraus wurde gemeinsam mit AIT (Austrian Institute of Technology), TU Wien und VERBUND das Vorzeigeprojekt ABS4TSO initiiert. Das klingende Akronym steht für Advanced Balancing Services for Transmission System Operators und beschäftigt sich mit der Entwicklung neuer schneller Regelreservemöglichkeiten. Das Herzstück des Projektes ist ein 1-MW/500-kWh-Batteriespeichersystem im Umspannwerk Wien Südost. Damit sollen künftig Systemdienstleistungen im Bereich der virtuellen Schwungmasse, der hochdynamischen Regelleistung (Fast Frequency Response) und der Dämpfung niederfrequenter Systemoszillationen zu Verfügung gestellt werden können. Der Forschungsschwerpunkt liegt dabei auf der dafür notwendigen Wechselrichterauslegung und -ansteuerung.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

2018 wurde mit der Konzeption begonnen. Anschließende erste Tests erfolgten in den AIT-Laboren. 2021 ging das innovative Batteriespeichersystem dann im APG-Umspannwerk Wien Südost in den Pilotbetrieb. Begleitet wird die technische Entwicklung von der Etablierung zukünftig nötiger Rahmenbedingungen für mögliche Marktprodukte und Anschlussregeln.

Mit diesem Projekt wird ein wesentlicher Beitrag für die Entwicklung neuer technischer Lösungen zur Gewährleistung der Systemstabilität während der zunehmenden Integration erneuerbarer Energieträger geleistet. Zudem werden, basierend auf den entsprechenden technischen Erfordernissen, neue Systemdienstleistungsprodukte konzipiert, die für Anbieter innovative Geschäftsfälle darstellen können.



Stromausgleich Österreich

- Projektart: Forschung
- Ansprechpartner: Markus Riegler
- Projektlaufzeit: 06.2020 – laufend
- Projektpartner: Equigy, A1 (World Direct), Fronius, EVN

Projektbeschreibung

Abweichungen von dem Balancepunkt, in dem Erzeugung und Verbrauch gleich groß sind, werden in Schwankungen der Netzfrequenz ersichtlich, die im Normalzustand 50 Hz beträgt. Übersteigt die Erzeugung den Verbrauch, steigt die Netzfrequenz – ist der Verbrauch größer als die Erzeugung, fällt sie. Wenn diesen Schwankungen nicht durch sofort wirksame Maßnahmen Einhalt geboten wird, kann es auch zu Netzzusammenbrüchen kommen.

Damit das nicht passiert, beschafft die APG Regelenergie und Regelleistung auf den Regelreservemärkten. Aktuell bieten vor allem große, flexible Kraftmärkte auf diesen Märkten eine kurzfristige Anpassung ihrer Erzeugungsleistung an. Durch den sich verändernden Erzeugermix, nimmt die Bedeutung kalorischer Kraftwerke für diese Zwecke ab, während der Bedarf an flexibler Regelreserve zunimmt. Damit ist die umfassende Nutzung bereits vorhandener und neu hinzukommender Flexibilität essentiell.

Weil am Regelreservemarkt gewisse Präqualifikationskriterien erfüllt sein müssen, stehen individuelle, kleine Einzelanlagen aktuell großen Markteintrittsbarrieren gegenüber. Vereinzelt können diese über Aggregatoren in Form virtueller Kraftwerke einbezogen werden, jedoch ist dieses Vorgehen organisatorisch aufwändig und durch einen hohen Anteil manueller Prozessschritte gekennzeichnet. Die meisten Flexibilitätspotenziale im gewerblichen und privaten Bereich, beispielsweise Wärmepumpen mit Wärmespeichern, Elektrofahrzeuge oder Heimbatterien, bleiben somit ungenutzt.
Ziel des Projekts Stromausgleich Österreich ist es daher, eine zentrale, internet-basierte Plattform zu schaffen, auf der dezentrale Strom-Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen (Flexibilitätsressourcen) niederschwellig, standardisiert, transparent und diskriminierungsfrei in die relevanten Energiemärkte miteinbezogen werden können.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

Nach der erfolgreichen Konzeption und dem theoretischen Wertnachweis (Proof of Value, PoV), diente der Konzeptnachweis (Proof of Concept, PoC) dazu, technische Herausforderungen zu adressieren und die Umsetzbarkeit unter Beweis zu stellen. Mit einer ersten operativ nutzbaren Version (Minimum Viable Product, MVP) werden nun weiterführend Herausforderungen und Anforderungen im Echtbetrieb erprobt.

In Zusammenarbeit mit anderen, europäischen Übertragungsnetzbetreibern und dem Umsetzungspartner EQUIGY entsteht eine europäische Plattform zur innovativen Anbindung für Sekundärregelreserven, die als Grundstein für weitere Anwendungsfälle in der Zukunft dient. Ein Konzept für eine solche umfassende Nutzung von Flexibilität, beispielsweise für das Engpassmanagement, wird parallel mit der Branche entwickelt. Ein erster Entwurf dieses gemeinsamen Konzeptes wird noch 2021 mit der Regulierungsbehörde abgestimmt. Die Inbetriebnahme des MVPs wird für das erste Halbjahr 2022 angestrebt.

APG-Marktmodell VAMOS

- Projektart: Innovation
- Ansprechpartner: Valentin Wiedner
- Projektlaufzeit: 06.2019 - laufend
- Projektpartner: LearnConsult

F&I-Stoßrichtung 2

Intensivierung von sektorübergreifenden Aktivitäten

Projektbeschreibung

Der europäische Strommarkt ist derart komplex, dass sich darin keine einfachen Wenn-Dann-Aussagen treffen lassen. Zur Bewältigung dieser Komplexität bedarf es Strommarkt-Modellierungen, die unkompliziert zu steuern sind, um die Auswirkungen verschiedener Input-Parameter, wie beispielsweise veränderte Nachfragemuster oder neuartige Kraftwerkstechnologien, zu untersuchen.

Aus dieser Notwendigkeit heraus startete die APG bereits 2013 mit der prototypischen Erstellung von Berechnungsketten für Strommarkt- und Netzberechnungen. Zwei Jahre später konnten damit die Auswirkungen der Gebotszonen-Veränderung untersucht werden. Um dieses Werkzeug einer breiteren Basis von Experten zugänglich zu machen, wurde der MATLAB-basierte Prototyp in ein nutzerfreundliches Software-Produkt weiterentwickelt, der Name: VAMOS - Varied Model Operating System.

Ein Alleinstellungsmerkmal erhält VAMOS dadurch, dass Berechnungsketten aus verschiedensten Analysetools zusammengestellt und koordiniert parallel abgearbeitet werden können. Es können verschiedene benutzerfreundliche Tools verwendet werden, um Inputdaten für komplexe Berechnungsketten effizient zu sammeln und konsistent zusammenzubauen. Während allen Schritten werden Plausibilitätsprüfungen automatisiert durchgeführt. Damit viele Experten aus verschiedenen Fachbereichen kollaborieren können, ist VAMOS über ein Web-Interface auf einer gemeinsamen Plattform aufgebaut. Somit ist außerdem sichergestellt, dass auch große Datenmengen, sowohl bei Datensammlung, als auch während den Simulationen effizient verarbeitet werden können.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

Mithilfe von VAMOS kann APG die wirksamsten Maßnahmen in der Netzentwicklungsplanung bestimmen oder die Auswirkungen neuer Marktdesigns und Marktregeln untersuchen. Darüber hinaus wird VAMOS auch anderen Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellt. Innerhalb des europäischen Prozesses der Gebotszonenuntersuchung „Bidding Zone Review“ wird es von allen zentraleuropäischen TSOs als Simulationsplattform verwendet.

Durch die Erfahrungen, die mit VAMOS auf europäischer Ebene gesammelt werden, entwickelt sich die Plattform ständig weiter. Zukünftig sollen, auch im Sinne der Sektorintegration, Elemente des weiteren Energiesystems in der Software abgebildet werden können.

4 Netzausbau

Das Zubauziel des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) sieht bis 2030 einen 50%igen Zuwachs der aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen elektrischen Energie vor: +27 TWh. Aus den jährlichen Volllaststunden, die für Wind und Photovoltaik angenommen werden können, geht damit eine Verdoppelung der installierten Leistung erneuerbarer Energieerzeugung einher: ca. +19,5 GW.

Bei der Auslegung der Netze sind die zu übertragenden Leistungen – insbesondere die Leistungsspitzen maßgebend. Der Netzausbau trägt somit maßgeblich zum Gelingen der Energiewende bei. Im Netzentwicklungsplan werden Projekte für die nächsten zehn Jahre angeführt.

Um neuen Herausforderungen im zusammenwachsenden Energiesystem der Zukunft gerecht zu werden, stellt der Netzausbau auch eine der drei F&I-Dimensionen dar.

Die darin enthaltenen, wesentlichen Fragestellungen, deren Beantwortung sich auch die in Folge vorgestellten Initiativen annehmen, sind:

- Welche Anlagen, beispielsweise an der Schnittstelle zwischen Sektoren, sollen in das Energiesystem der Zukunft integriert werden und wie können diese im Sinne des volkswirtschaftlichen Optimums betrieben werden?
- Welche neuen Technologien für Übertragungstechnik und Betriebsführung können in das Bestandsnetz integriert werden, um die Kosten des Netzausbaus im konventionellen Sinne zu reduzieren oder nach hinten zu verschieben?

© voestalpine

H2Future

- Projektart: Forschung
- Ansprechpartner: Ronald Engelmair
- Projektlaufzeit: 01.2017 – 12.2021
- Projektpartner: Verbund, Siemens Energy, voestalpine, K1-MET, TNO

F&I-Stoßrichtung 2

Intensivierung von sektorübergreifenden Aktivitäten

Projektbeschreibung

Dekarbonisierung und Elektrifizierung betrifft sämtliche Bereiche der Wirtschaft und des privaten Lebens. Somit ist es nicht nur für die Elektrizitätsbranche essentiell, auf erneuerbare Energieträger umzusteigen, auch die energieintensive Industrie steht vor neuen Herausforderungen. Stahlerzeugung ist aufgrund der hohen benötigten Prozesstemperaturen besonders energieintensiv. Der Ersatz von Kohlenstoff durch grünen Wasserstoff als Reduktionsmittel spielt eine wesentliche Rolle dabei, die CO2-Emissionen in der Stahlproduktion zu reduzieren.

Die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrizität in Elektrolyseanlagen ist ein typischer Anwendungsfall der Sektorkopplung, welcher im Regelfall mit erhöhtem Energiebedarf einhergeht. Im EU-Vorzeigeprojekt H2Future sollen neben dem Dekarbonisierungspotenzial in der Stahlproduktion die Möglichkeiten solcher Anlagen in der Flexibilitäts-Bereitstellung für das Elektrizitätssystem getestet werden.

Um erste Erfahrungswerte zu sammeln, wurde im Rahmen des Horizon 2020 Projekts H2Future die Auslegung und der Betrieb einer 6-MW-Elektroanalyse auf dem Linzer Betriebsgelände der voestalpine AG untersucht.

APG gestaltete den netzdienlichen Betrieb der Anlage und stellte die effektive Einbindung der Anlage in den Strommarkt für Regelreserven sicher.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

Weil sowohl das Abrufen dezentraler Flexibilität, etwa bei Industrieunternehmen, als auch das Thema der Sektorkopplung an Bedeutung gewinnt, kann die APG im Zuge dieses Großprojekts wesentliche Erkenntnisse generieren.

Bereits heute können essentielle Schlüsse für die Gestaltung des wirtschaftlichen Betriebs einer solchen Anlage am Regelreservemarkt gezogen werden. Während dem laufenden Pilotbetrieb, der auch seitens APG überwacht und mitverfolgt wurde, konnten weitere Erkenntnisse zum optimalen Betrieb gesammelt werden. Die erlangten Erfahrungen fließen wesentlich in die Gestaltung des zukünftigen, klimaneutralen Energiesystems ein.

Pilotanlage Power-to-Gas

> Projektart: Innovation
> Ansprechpartner: Viktor Zeh
> Projektlaufzeit: 02.2021 - laufend
> Projektpartner: Gas Connect Austria

F&I-Stoßrichtung 2

Intensivierung von sektorübergreifenden Aktivitäten

Projektbeschreibung

Das heimische Stromsystem soll bis 2030 bilanziell auf 100 % erneuerbare Energiequellen umgestellt werden. Weitere zehn Jahre später soll das gesamte Energiesystem klimaneutral agieren. Durch den hohen Anteil der Wasserkraft ist der Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bereits sehr hoch. Mit 75,1 %, gemessen am inländischen Bruttostromverbrauch, belegte Österreich 2019 den EU-weiten Spitzenplatz. Wird das gesamte Energiesystem betrachtet, fällt der Anteil erneuerbarer Energiequellen mit 34 % deutlich geringer aus. Fast zwei Drittel der gesamten Primärenergie stammen aus den importierten, fossilen Energieträgern Öl und Gas.

In der Dekarbonisierung des Energiesektors gewinnt der Stromsektor an Bedeutung, sowohl durch direkte Elektrifizierung von Anwendungen (bspw. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen), als auch in der Herstellung grüner Gase. Dieses Zusammenwachsen der Strom-, Wärme- und Transport-Sektoren wiederum ist für den Stromsektor selbst essentiell. Um den wachsenden Anteil volatiler Erzeugungsformen aufnehmen zu können, sodass das gewohnt hohe Maß an Versorgungssicherheit garantiert ist, werden neue Lösungen benötigt, die überschüssigen Strom über längere Zeiträume speicherbar machen. Einer der wichtigsten Ansätze dafür ist „Power-to-Gas“, also die Umwandlung von Strom in erneuerbaren Wasserstoff in Elektrolyseanlagen, mit anschließender Speicherung oder zeitlich entkoppelter anderweitiger Nutzung bzw. weiterer Umwandlung in grünes Methan. Um den systemisch und volkswirtschaftlich optimalen Betrieb sicherzustellen, braucht es einen ganzheitlichen Zugang, der Standortwahl, Dimensionierung, und Betriebszeiten berücksichtigt.

In Kooperation mit Gas Connect Austria (GCA) wird im Rahmen des Projekts „Power-to-Gas-Pilotanlage“ ein sektorübergreifendes Konzept erarbeitet. Analog zu Transformatoren, die verschiedene Spannungsebenen innerhalb des Stromsystems koppeln, sollen zukünftig „Sektorentransformatoren“ die Kopplung von Strom- und Gasnetz ermöglichen. Der erzeugte Wasserstoff kann dabei ins Gasnetz eingespeist werden und bestehende Erdgasspeicher nutzen. Bei Strommangellage ist eine Rückverstromung möglich.

Weder APG noch GCA sind dabei Eigentümer der Energie. Stattdessen werden Konversionskapazitäten der Power-to-Gas-Anlage dem Markt diskriminierungsfrei zu Verfügung gestellt, analog zum heutigen Prinzip der grenzüberschreitenden Kuppelleitungen.

Symbolfoto

Erreichte Ziele und Ergebnisse

Bisherige Erkenntnisse zeigen, dass für ein Gelingen der Energiewende solche ganzheitlichen Ansätze in den 2030er-Jahren großflächig verfügbar sein müssen. Dafür müssen offene technische, regulatorische und wirtschaftliche Fragen erforscht werden, es braucht also praktische Erfahrung. APG und GCA planen daher eine der ersten großtechnischen Power-to-Gas-Anlagen mit 50 MW Konversionsleistung.

Der Abgleich der Bedürfnisse beider Sektoren hat einen Standort im Osten Österreichs ergeben. Hier herrschen beste Voraussetzungen: Durch den Ausbau der Windkraft kommt es bereits in den nächsten Jahren zu großen Erzeugungsspitzen, und gleichzeitig liegen das hochrangige Strom- und Gasnetz nur wenige Kilometer auseinander.

Smart Wires

innovative Lastflusssteuerung

- Projektart: Innovation
- Ansprechpartner: Jörg Leonhardt
- Projektlaufzeit: 08.2020 - 12.2021
- Projektpartner: Smart Wires

F&I-Stoßrichtung 4

Laufende Suche, Bewertung und Nutzung neuer Technologien

Projektbeschreibung

Große Teile der Energiewende müssen mit bereits bestehender Übertragungsinfrastruktur gemeistert werden, da durch verzögerte Genehmigungsverfahren der Netzausbau nicht mit dem benötigten Zuwachs an erneuerbaren Energien Schritt halten kann. Durch diese Diskrepanz müssen schon heute volatile Energieflüsse bewältigt werden, für die die aktuellen Übertragungsnetze so nicht ausgelegt wurden. Naturgemäß suchen sich elektrische Lastflüsse den Weg des geringsten Widerstands. Lässt man diese so entfalten, können dadurch an gewissen Stellen im Netz Engpässe entstehen, während andere Leitungszüge noch verfügbare Kapazität aufweisen.

Seit 2006 sind für die Steuerung dieser Lastflüsse Phasenschiebertransformatoren (PSTs) im APG-Netz im Einsatz. Für die optimale Nutzung bestehender Netze wird die Bedeutung von Elementen zur Lastflusssteuerung zunehmen. Konventionelle PSTs sind allerdings auch von hohen Kosten und Flächenaufwänden und von geringer Flexibilität charakterisiert.

Eine vielversprechende, flexible Alternative zu PSTs stellen auf Leistungselektronik basierende mSSSCs (modular Static Synchronous Series Compensators) dar. Durch die Injektion einer dem Strom entweder hinterher oder vorauseilenden Spannung kann der Scheinwiderstand eines Leitungszugs beeinflusst werden. So kann die Wirkleistungsübertragung im Netz optimiert werden: hoch beanspruchte Leitungen werden entlastet und der Lastfluss wird besser auf weniger ausgelastete Leitungen verteilt. Gegenüber PSTs weisen mSSSCs neben den Kosten- und Flächenvorteilen eine schnellere Regelbarkeit, sowie eine bessere Skalierbarkeit auf.

Erreichte Ziele und Ergebnisse

Ende 2021 wurde ein solches mSSSC-System der Firma Smart Wires Inc. in einem 220-kV-Umspannwerk der APG erfolgreich in einem Pilotbetrieb getestet.

Das Ziel ist, durch die mSSSC-Verwendung im APG-Netz teure Redispatch-Maßnahmen reduzieren zu können und damit dem Netznutzer Kosten zu sparen. Außerdem trägt dieser Einsatz zur optimalen Nutzung der bestehenden Anlagen bei. Gleichzeitig wird, durch die Modularität des angewandten Systems, die Versorgungssicherheit weiter erhöht.

Hintergrundgeschichte

Der Projektverantwortliche Jörg Leonhardt untersucht in seiner Funktion in der Netzplanung im Asset-Management schon seit Jahren verschiedene Möglichkeiten der Lastflusssteuerung. Im Zuge dessen kam es 2018 zum ersten detaillierten Austausch zwischen APG und dem US-amerikanischen Technologieunternehmen Smart Wires, einem Anbieter innovativer Lastflusssteuerung auf Basis von Leistungselektronik. APG kommunizierte dabei konkrete Anforderungen, die vor einer etwaigen Implementierung berücksichtigt und umgesetzt werden müssen.

Um den Ball für die Erprobung neuartiger Lastflussmanagement-Lösungen so richtig ins Rollen zu bringen, nutzte der Projektverantwortliche im Sommer 2020 das interne Mitarbeitervorschlagswesen. So wurde in kurzer Zeit aus der Idee eine erfolgreiche bereichsübergreifende Zusammenarbeit.

Von Anfang an stand dabei der maximale Wissensaufbau unter optimalen Ressourceneinsatz im Vordergrund. Das spiegelt sich auch in der raschen Umsetzung wider: Nur drei Monate vergingen von der Unterzeichnung des Kooperationsvertrags bis zum Aufbau der Pilotanlage im Herbst 2021.

An einem ausgewählten 220-kV-Umspannwerk wurden über vier Wochen hinweg Tests mit einer modularen Anlage der Firma Smart Wires durchgeführt. Dabei wurden Daten und Erfahrungen generiert, die der APG einen Wissensvorsprung für den zukünftigen Einsatz solch innovativer Betriebsmittel verschaffen.

IMPRESSUM
Herausgeber: Austrian Power Grid AG
Wagramer Straße 19, IZD-Tower
1220 Wien
Tel. +43 (0) 50 320-0
Dipl.-Ing. Patrick Schornböck
Dipl.-Ing. Stefan Höglinger
www.apg.at
apg@apg.at