

FORSCHUNG UND INNOVATION BERICHT

2013 - 2015



INHALT

01

03 Einleitung

04 Forschungskoordination & Forschungsausgaben

05 Forschungsschwerpunkte

07 Forschungsprojekte

- 08 e-Highway2050
- 10 Merit Order der Energiespeicherung
- 12 Studie Kapazitätsmärkte
- 14 Kooperation TU Graz
- 16 Regulierungsökonomie WU Wien
- 18 Twenties WP16/Alps
- 20 LIFE Nature+ Großstrappenschutz
- 22 Wall-ie
- 24 Blitzstrommessung am Sender Gaisberg
- 26 BlackÖ.2
- 28 Umbrella
- 30 eBADGE
- 32 Enervis
- 34 Thermal Rating auf APG-Leitungen
- 36 Wide Area Measurement System (WAMS)

37 Ausblick

IMPRESSUM

Herausgeber: Austrian Power Grid AG

Wagramer Straße 19, IZD-Tower

1220 Wien

Tel. +43 (0) 50 320-0

Team System Adequacy & Forschung: Dipl.-Ing. Elisabeth Gurdet, Dipl.-Ing. Kurt Misak, Dipl.-Ing. Stefan Höglinger

www.apg.at

apg@apg.at

Fotocredits: Titel [.marqs / photocase.de], S. 13 [view7 / photocase.de], S. 17 [good_grief / photocase.de], S. 38 [luxuz:: / photocase.de], S. 15 [WU Wien], S. 11/35 [vecteezy.com], S. 19 [Franz Josef Kovacs], S. 21 [Richard Tanzer], S. 23 [Daniel Loretto], S. 27 [Felicitas Matern], S. 33 [APG]

Redaktion: Austrian Power Grid AG

Wien, im Mai 2016

EINLEITUNG

03

Mit dem Klimaabkommen von Paris vom Herbst 2015 wurden die Weichen für eine konsequente Dekarbonisierung der europäischen Energieversorgung gestellt. Die Erderwärmung soll möglichst auf 1,5 Grad Celsius begrenzt und in der zweiten Jahrhunderthälfte eine „Treibhausgasneutralität“ erreicht werden. Die gesamte europäische Energieinfrastruktur und damit auch die Elektrizitätswirtschaft sind davon massiv betroffen. Die Europäische Kommission verfolgt mit der Energy Strategy 2050 eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes von 80-95 % bis 2050 (Basis 1990) und hat dies in ihrer Roadmap 2050 als Ziel definiert. Um dieses Ziel zu erreichen, sind schon heute Investitionen in neue CO₂-arme Technologien, erneuerbare Energien (EE) sowie in Energieeffizienz und Netzinfrasturktur erforderlich (European Commission, 2050 Energy Strategy, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2050-energy-strategy>).

Neben der Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien werden eine Verlagerung von fossiler Energie auf Strom und eine Senkung des Gesamtenergiebedarfs durch Effizienzmaßnahmen angestrebt. Vergleicht man unterschiedliche Prognosen von E-Control, Europäische Kommission und ENTSO-E (Vereinigung europäischer Übertragungsnetzbetreiber), so lässt sich festhalten, dass bei den derzeitigen Entwicklungen einheitlich eine Verlangsamung des Stromverbrauchswachstums erwartet wird, jedoch mit unterschiedlichen Ausprägungen (Monitoring Report, Versorgungssicherheit Strom, E-Control, Wien, Juli 2015).

Ein Großteil des Stroms aus erneuerbaren Energien in Europa wird derzeit in Gebieten erzeugt, welche abseits von den großen Verbrauchszentren liegen. Windkraftanlagen

im europäischen Norden liegen weit weg von den großen Verbrauchszentren in Süd- und Mitteleuropa. In diesem Zusammenhang übernehmen die Stromnetze, insbesondere das österreichische Stromnetz mit seiner zentralen europäischen Lage, eine wichtige Rolle in der Verbindung von Erzeugungs- und Verbrauchszentren. Nach einhelliger Experteneinschätzung ist ein europäisch abgestimmter Netzausbau der wirkungsvollste Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien und zur Flexibilisierung des Gesamtsystems. Kernstück des APG-Netzkonzepts für Österreich ist der 380-kV-Sicherheitsring.

Dieser Sicherheitsring wird es ermöglichen, den Strom, der in windstarken Phasen im Osten Österreichs produziert, aber in der Region nicht zur Gänze verbraucht wird, zu den Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen zu transportieren. Um hohe Erzeugungskapazitäten künftig nachhaltig nutzen zu können, werden zusätzliche Konzepte wie Power2Gas-Technologien, Elektromobilität, Demand Side Management oder private Haushalte mit Speichermöglichkeiten zukünftig eine große Rolle spielen. Für die Umsetzung eines ressourcenschonenden Netzkonzepts müssen außerdem im Anlagenbestand alle Optimierungspotenziale ausgeschöpft werden. Aus diesen Anforderungen heraus entsteht beträchtlicher Forschungs- und Innovationsbedarf.

In der APG wurden zwischen 2013 und 2015 22 Forschungsprojekte (Details siehe Grafik S. 4) abgeschlossen. Der vorliegende Bericht enthält einen Auszug aus diesen Projekten.

Forschungskoordination

Zentrales Element der APG-Forschungskoordination sind die internen halbjährlich stattfindenden Forschungsworkshops, an denen der APG-Vorstand und alle in Forschung und Innovationsentwicklung aktiven Abteilungen teilnehmen. Sie dienen der besseren Koordinierung und Steuerung der Forschungs- und Innovationstätigkeiten innerhalb der APG. Projektergebnisse werden präsentiert und diskutiert sowie neue Vorhaben und Ideen vorgestellt. Der wissenschaftliche Diskurs mit externen Partnern wird durch Bildung von Plattformen und Kooperationen mit Vertretern aus der E-Branche, der Industrie und der Wissenschaft in Österreich und in Europa geführt.

Qualitätsmanagement

Die APG ist offen für neue Ideen. Im Rahmen des integrierten Qualitätsmanagementsystems werden Forschung und Innovation durch den kontinuierlichen Verbesserungsprozess [KVP] gefördert. Jeder Mitarbeiter hat die Möglichkeit, Verbesserungspotenziale via Mitarbeitervorschlagswesen – auf Wunsch auch anonym – aufzuzeigen. Durch das Weiterverfolgen dieser Ideen und Vorschläge

in den jeweiligen KVP-Arbeitsteams und in den zuständigen Fachabteilungen können bei Bedarf innovative Prozesse eingeleitet und Projekte generiert werden.

Internationale Zusammenarbeit

Die APG ist im **Research, Development and Innovation Committee (RDIC)** der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) vertreten. Im RDIC werden anstehende Forschungsschwerpunkte diskutiert, abgestimmt und anschließend publiziert. In der **Research & Development Roadmap** sind die Eckpfeiler der wichtigsten Forschungsfelder der Übertragungsnetzbetreiber für die nächsten zehn Jahre dargestellt. Davon abgeleitet werden im **Implementation Plan** für die bevorstehenden Jahre konkrete Forschungsbereiche definiert. Diese beiden Publikationen geben der Europäischen Kommission einen Hinweis darauf, in welchen Bereichen europäische Forschungsgelder benötigt werden, um die anstehenden Herausforderungen meistern zu können. Das RDIC dient außerdem der Vernetzung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber in Forschungsfragen sowie der Bildung von Forschungsk Kooperationen.

FORSCHUNGS-AUSGABEN 2013 - 2015

Jahr	2013	2014	2015
Anzahl Projekte insgesamt	28	26	24
Anzahl laufende Projekte	21	22	13
Anzahl abgeschlossene Projekte	7	4	11
Jährliche Aufwendungen in EUR	1.003.000	847.000	676.000

FORSCHUNGS- SCHWERPUNKTE

05

Forschungsausgaben

Die APG hat drei Forschungsschwerpunkte für sich definiert:

- » Netzausbau und energiewirtschaftliche Szenarien
- » Wetter, Klima und Umwelt
- » Netzüberwachung und Systemführung

Diese Schwerpunkte decken alle wesentlichen Forschungsfragen in der APG ab und bieten einen übersichtlichen Rahmen für Monitoring und Dokumentation der einzelnen Forschungsprojekte.

Die APG hat in den letzten drei Jahren durchschnittlich rund 800.000 Euro in Forschung investiert. Forschungsmittel wurden bedarfsorientiert eingesetzt, um Effizienz und Sicherheit im APG-Netzbetrieb noch weiter zu erhöhen.

Die nachstehende Grafik zeigt die Entwicklung der Forschungsausgaben (in Euro) im Zeitraum von 2013 bis 2015, aufgeschlüsselt nach den Forschungsschwerpunkten.

Netzausbau und energiewirtschaftliche Szenarien

Die APG ist als Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer verpflichtet, das österreichische Übertragungsnetz sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Rücksichtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben, zu erhalten und auszubauen. Durch die Energiewende und den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien (vor allem der Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft) entstehen neue Herausforderungen für Netzintegration und Systemsicherheit.

Um diese Herausforderungen zu bewältigen, sind umfangreiche Studien zu neuen Energietechnologien (für Erzeugung, Speicherung und Übertragung) sowie deren Integration in das Übertragungsnetz nötig. Ein europäisch abgestimmter Netzausbau erfordert sorgfältige Planung auf Basis von wissenschaftlichen Betrachtungen. Neben der Entwicklung neuer Methoden zur Analyse von Zukunftsszenarien ist eine europaweit koordinierte Bearbeitung relevanter Themen in den Bereichen Netzanalyse/ Netzausbauplanung, energiewirtschaftliche Simulationen (Marktsimulationen) und regulatorische Fragen von großer Bedeutung.

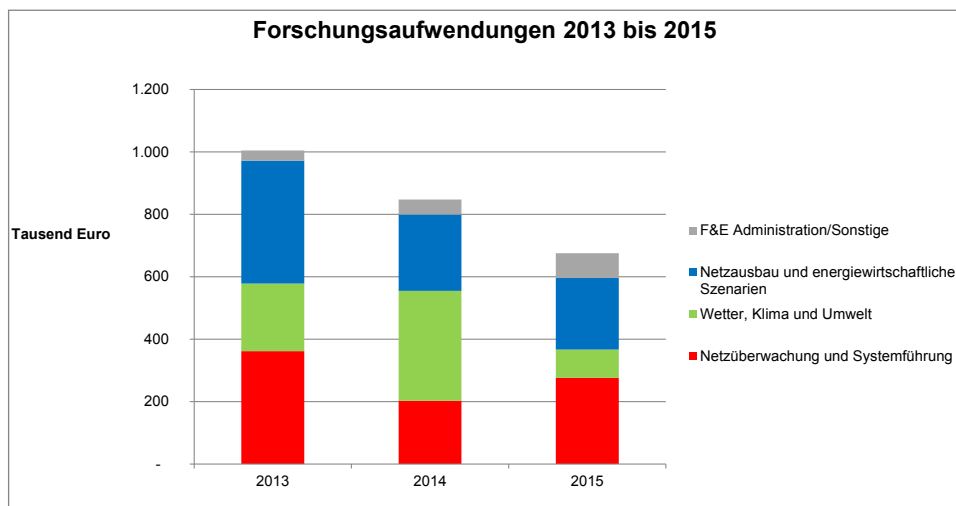
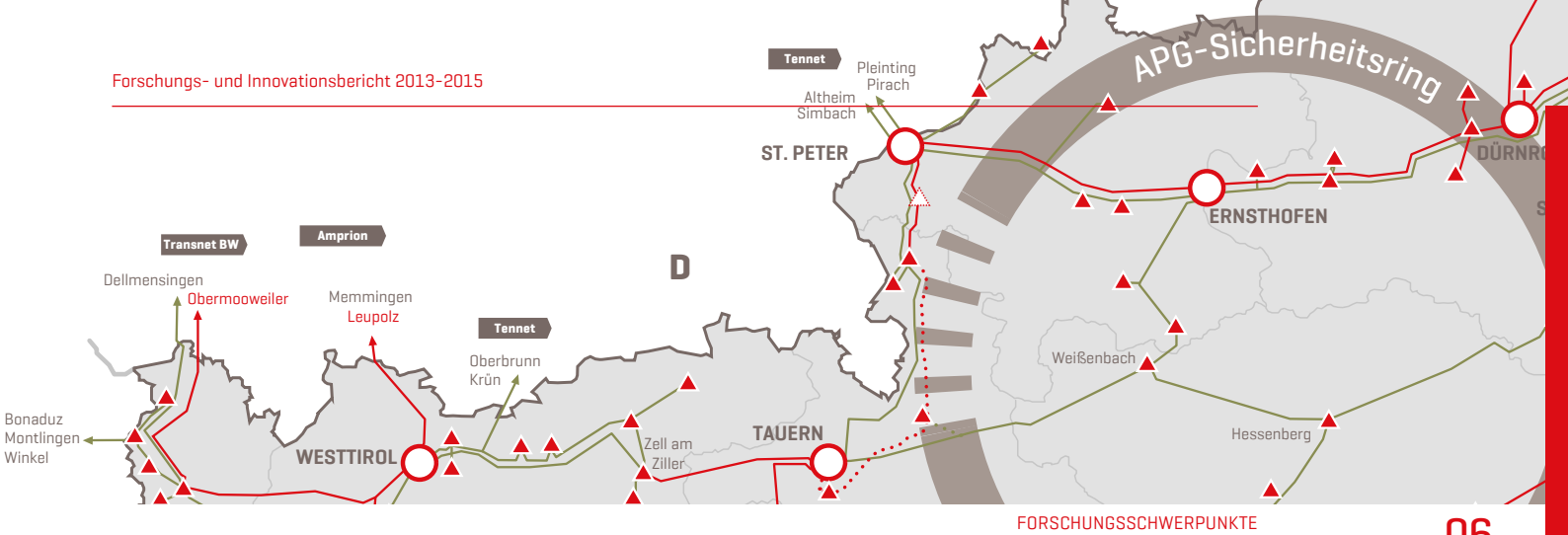


Abb. 1: Entwicklung der Forschungsausgaben nach Schwerpunkten



FORSCHUNGSSCHWERPUNKTE

06

Im Zeitraum 2013 bis 2015 wurden folgende Projekte im Rahmen dieses Schwerpunkts abgeschlossen bzw. bearbeitet:

- » e-Highway2050
- » Merit Order der Energiespeicherung 2030
- » Twenties Working Package 16/Alps
- » Studie Kapazitätsmärkte
- » Kooperation TU Graz
- » Regulierungsökonomie WU Wien

Wetter, Klima und Umwelt

Infrastruktur bedeutet immer einen Eingriff in die Lebensumwelt von Menschen und in Ökosysteme. Daher arbeitet die APG laufend daran, die Habitate rund um ihre Anlagen zu optimieren und damit neuen Lebensraum für gefährdete Tier- und Pflanzenarten zu schaffen. Zahlreiche Projekte werden unter dieser Prämisse umgesetzt.

Die APG-Anlagen können zudem extremen Wetterereignissen [Sturm, Wind, Unwetter] ausgesetzt sein, was hinsichtlich Netzbetrieb, Risikomanagement, Krisenmanagement und Störungsanalyse eine große Rolle spielt. Ein eigenes APG-Forschungsthema ist daher die Erforschung von Extremwetterereignissen, um einerseits möglichen Anlagenschäden vorzubeugen und andererseits im Falle von Störungen noch schneller reagieren zu können. Das Wetter spielt auch im Zusammenhang mit den Prognosen der Erzeugungsmöglichkeiten von erneuerbaren Energien eine große Rolle. Beim Netzausbau wird sehr viel Wert auf die optimale Einbindung ins Landschaftsbild gelegt.

Im Zeitraum 2013 bis 2015 wurden folgende Projekte im Rahmen dieses Schwerpunkts abgeschlossen bzw. bearbeitet:

- » Blitzstrommessung am Sender Gaisberg
- » Wall-ie

- » LIFE Nature+ Großtrappenschutz

Netzüberwachung und Systemführung

Aufgrund der Entwicklungen im Bereich erneuerbarer Energien sowie der Veränderungen des Marktumfelds geraten die Stromnetze immer mehr an ihre Belastungsgrenzen. Problematisch sind in den letzten Jahren die Lastflüsse in Nord/Süd- sowie in West/Ost- und Ost/West-Richtung. Kritische Lastflusssituationen und Netzengpässe erfordern Eingriffe in die geplante Nutzung des Kraftwerksparks [Redispatch] sowie Unterbrechungen des kurzfristigen [Intraday-] Stromhandels. Für die Netzbetreiber wird das zeitliche und räumliche Zusammenführen von Erzeugungs- und Verbrauchsmustern zu einer immer größeren Herausforderung.

Um das System gegenüber destabilisierenden Faktoren zu stärken, werden alle Optimierungspotenziale im Netzbetrieb genutzt. In Zusammenarbeit mit Universitäten, den europäischen Netzpartnern und Wirtschaftsunternehmen werden neue Verfahren erforscht und bestehende Prozesse optimiert. Beispiele sind neue Berechnungsverfahren zur Verbesserung der Netzsicherheitsprognosen oder die Weiterentwicklung von Systemen zur Überwachung von Systemparametern wie Temperatur der Stromleiterseile und Frequenz.

Im Zeitraum 2013 bis 2015 wurden folgende Projekte im Rahmen dieses Schwerpunkts abgeschlossen bzw. bearbeitet:

- » BlackÖ.2
- » Umbrella
- » eBADGE
- » Enervis
- » Thermal Rating
- » Wide Area Measurement System [WAMS]



E-HIGHWAY2050

Ansprechpartner
Stephan Österbauer

Projektlaufzeit
2012 bis 2015

Koordination
RTE (Réseau de Transport d'Electricité)

Zielsetzung

Entwicklung einer neuen modularen und kohärenten Planungsmethodik für das künftige europäische Stromübertragungssystem

Projektpartner

Fünfzehn Übertragungsnetzbetreiber, vier Industrie-Fachverbände sowie fünfzehn F&E-Partner

Förderung

FP7 [Seventh Framework Program], Europäische Kommission

Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber [ENTSO-E] ermittelt im Rahmen des 10-Jahres-Netzentwicklungsplans [Ten Year Network Development Plan – TYNDP] den europäischen Netzausbaubedarf bis 2030. Das F&E-Projekt e-Highway2050 baut auf den Ergebnissen des TYNDP auf. Ziele des Projekts sind die Entwicklung einer langfristigen europaweiten Netzplanungsmethodik und die Ermittlung des daraus resultierenden Ausbaubedarfs des europäischen Übertragungsnetzes bis 2050.

Fünf unterschiedliche Szenarien bilden den Rahmen der zukünftig möglichen Entwicklungen des europäischen Stromversorgungssystems zur Erreichung der Zielvorgaben bis 2050. Die Methodologie beruht auf umfassenden numerischen Simulationen eines auf rund 100 Knoten (regionale & nationale Cluster) reduzierten Modells des europäischen Übertragungsnetzes.

Die Ergebnisse ermöglichen es, unter Berücksichtigung sowohl von Erzeugungs- als auch von Versorgungsengpässen, den Nutzen des Netzausbaubedarfs abzuschätzen. Die Robustheit der Untersuchungen wird durch Anwendung eines probabilistischen Monte-Carlo-Ansatzes zur Modellierung unterschiedlicher klimatischer Jahre sichergestellt.

Die Simulationen zeigen, dass das TYNDP 2030-Zielnetz nicht ausreichen wird, um den Szenarien für 2050 gerecht zu werden. Während signifikanter Zeiträume führen Engpässe im Übertragungsnetz zu einer Unterdeckung der Last und zur Einschränkung beträchtlicher Mengen an Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Dies führt zu einer

Eindämmung bzw. teilweisen Kompensation der Versorgungsengpässe durch CO₂-intensive thermische Erzeugung. Um dieses Problem zu lösen, wurden unterschiedliche Architekturen für das zukünftige Übertragungsnetz entwickelt und miteinander verglichen, um deren technisch-wirtschaftliche Effizienz zu bewerten.

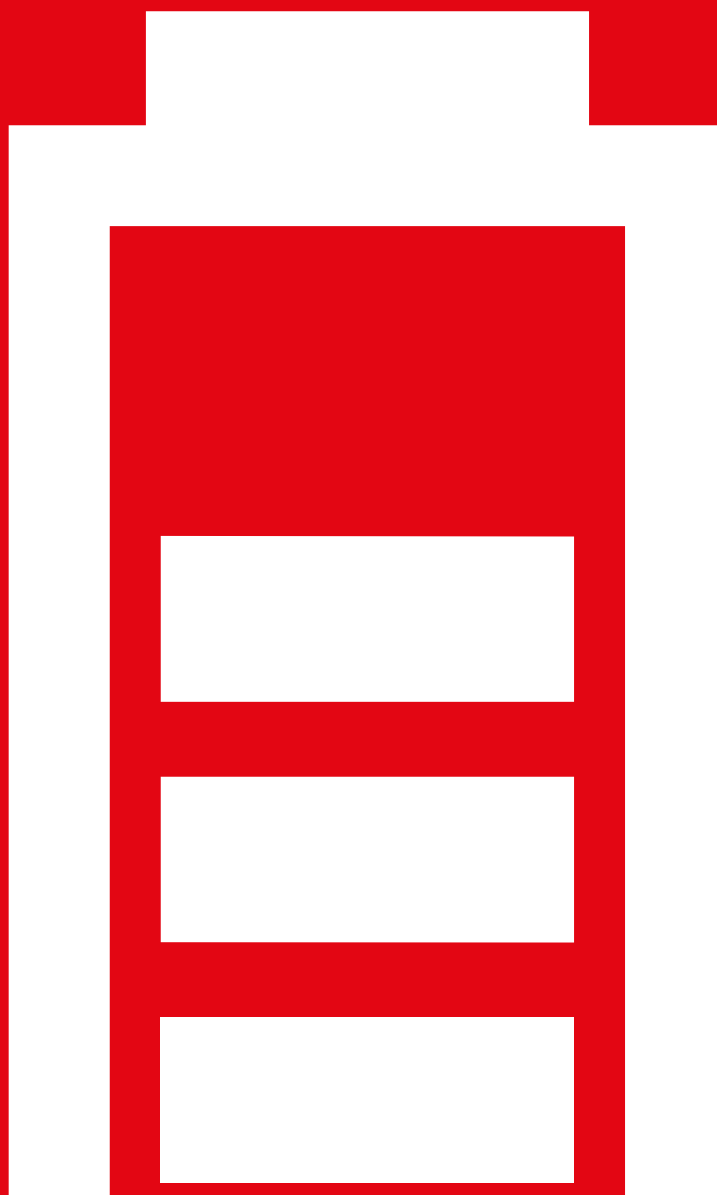
Ergebnisse

- » Es wurde ein szenarioübergreifender Bedarf erkannt, der einen weiterführenden Netzausbau über die Projekte des TYNDP hinaus bedeutet (fünf Korridore: UK & IE über FR nach ES; GR nach IT und das „italienische Rückgrat“; NO & SE nach Kontinentaleuropa & UK; FI & PL zu den baltischen Staaten; Nordseeregion).
- » Der Umfang des Ausbaubedarfs wird durch den Anteil an Erneuerbaren bestimmt.
- » Die ermittelte Architektur kann in das bestehende Übertragungsnetz eingebunden werden (es wird keine zusätzliche überlagerte Übertragungsebene wie ein „Supergrid“ benötigt).

Je nach Szenario und öffentlicher Akzeptanz von Hochspannungsfreileitungen würden im Zeitraum von 2030 bis 2050 an absoluten Netzausbaukosten zwischen 100 und 400 Mrd. € anfallen. Die Studie zeigt aber auch, dass der Nutzen des Netzausbaus die Kosten um ein Vielfaches überwiegt. Es könnten zusätzlich jährlich bis zu 500 TWh an EE-Erzeugung überhaupt erst genutzt und bis zu 200 Mio. Tonnen CO₂ eingespart werden.

Mehr Infos unter:

<http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>



MERIT ORDER ENERGIESPEICHERUNG 2030

Ansprechpartner

Andreas Braunsteiner-Rys

Projektlaufzeit

2012 bis 2015

Koordination

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Zielsetzung

Analyse des möglichen Potenzials unterschiedlicher Speichertechnologien und Evaluierung der Einsatzoptionen

Projektpartner

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., BMW AG, Daimler AG, E.ON Gas Storage AG, EnBW AG, EWE AG, Grünwerke GmbH, Mark E-AG, RWE AG, Stadtwerke Rosenheim, SWM Services GmbH, TenneT TSO GmbH, VERBUND AG

Förderung

Forschungsinitiative Energiespeicher, deutsches Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Wind- und Solarkraftwerke produzieren Strom in Abhängigkeit von der Witterung. Um bei stark schwankendem Stromaufkommen die notwendige Balance zwischen Stromerzeugung und -verbrauch zu erhalten, sind Flexibilisierungsmaßnahmen auf beiden Seiten erforderlich. Ziel des Projekts Merit Order der Energiespeicherung 2030 war die Bestimmung des Mehrwerts funktionaler Speicher [einschließlich Lastflexibilisierung, Power2Heat und anderer] aus Sicht der einzelnen Akteure und des Gesamtsystems. Dazu wurden zwei methodische Ansätze miteinander kombiniert:

- » Erstellung eines Technologierankings basierend auf analytischen Ansätzen und
- » Nutzung eines Optimierungsmodells.

Das Besondere an dieser wissenschaftlichen Arbeit ist die Zusammenführung vieler verschiedener Technologien, welche Lastverschiebungspotenziale aufweisen, unter dem Konzept des funktionalen Speichers. Neben bereits etablierten Speichertechnologien wurden zum Beispiel auch Power2Gas-Technologien, Elektromobilität, Lastverschiebungspotenziale in der Industrie und in privaten Haushalten miteinbezogen.

Mit einem Regionen-Modell wurde untersucht, wie eine optimale zukünftige Infrastruktur unter Einbeziehung von Speichertechnologien mit Lastverschiebungspotenzial aus volkswirtschaftlicher Sicht aussehen müsste. Die APG unterstützte dieses Projekt durch Einbringen ihrer Expertise sowie die Lieferung von Daten, die für die Erweiterung des bereits bestehenden Modells auf Österreich benötigt wurden.

Ergebnisse

Power2Heat und Lastflexibilisierung in der Industrie spielen aus Systemsicht die wichtigste Rolle:

- » Thermische Speicher zur Flexibilisierung

der KWK [Kraft-Wärme-Kupplung] und Nutzung von Power2Heat bieten bis 2030 als funktionale Speichertechnologien einen Mehrwert für das System.

- » Höhere Volllaststunden zukünftiger Windkraftanlagen sind ein wichtiger Treiber für Power2Heat.

Technische Weiterentwicklungen und Marktanpassungen ermöglichen es, gemeinsam die Systemstabilität zu sichern:

- » In Zukunft wird es ausreichend Flexibilität für den Intraday-Markt und die Regelleistungsmärkte geben, da Speicher, die an anderer Stelle im System einen Mehrwert liefern, die Anforderung der kurzfristigen Märkte mit bedienen können.
- » Durch Kostenreduktionen stationärer Batteriespeicher ist mit einem Angebotszuwachs auf dem Primärregelleistungsmarkt zu rechnen.

Anpassungen des regulatorischen Rahmens können zu deutlichen Einsparungen führen:

- » Die Berücksichtigung von Steuern und Abgaben führt laut Modell zu einer reduzierten Nutzung des vorhandenen Flexibilitätspotenzials von Pumpspeichern und Power2Heat.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass bis zum Jahr 2030 ausreichend kostengünstiges Flexibilitätspotenzial vorhanden ist, dessen Erschließung jedoch häufig Steuern und Abgaben im Weg stehen. Ergebnisse aus der Studie können in eigenen Marktmodellen weiterverwendet werden.

Mehr Infos unter:

<https://www.ffe.de>



STUDIE KAPAZITÄTSMÄRKTE

Ansprechpartner
Gilbert Guntschnig

Projektlaufzeit
2012 bis 2013

Koordination
Sweco AB

Zielsetzung

Untersuchung unterschiedlicher Optionen – ausgehend von Energy Only-Märkten als Referenzfall (Status quo) – und Auswirkungen auf Stakeholder im Elektrizitätssektor

Projektpartner

Founding Members: Statkraft, Dong energy, Statnett, Fingrid, Energinet DK, APG

Regulatory Members: E-Control, NVE, Bundesnetzagentur, Energimarknadsinspektionen [Swedish Energy Marknadsinspektionen]

Ordinary Members: Svensk kraftnät, apo, PGE, UPM, Inter RAOUES

Die Studie Kapazitätsmärkte wurde vor dem Hintergrund durchgeführt, dass der wirtschaftliche Druck auf flexible konventionelle Erzeugungseinheiten immer stärker wird. Im Fokus stand dabei die Frage, ob Kapazitätsmärkte benötigt werden und welche grenzüberschreitenden Auswirkungen diese in der Folge hätten. Dafür wurden verschiedene Marktdesign-Szenarien mit einem Marktmodell berechnet.

Kapazitätsmärkten könnte auch zum Standortwechsel von Erzeugungsanlagen führen. Aufgrund all dieser Gesichtspunkte empfiehlt die Studie, dass solche Mechanismen nur europaweit koordiniert eingeführt werden sollten.

Ergebnisse

- » Auf kurze Sicht geht die größere Herausforderung von Stilllegungen von Kraftwerken und weniger vom Fehlen neuer Investments aus. Außerdem ist mittelfristig der Bedarf für zusätzliche Erzeugungskapazitäten limitiert.
- » Die Unsicherheit in Bezug auf künftige kurzfristige Marktentwicklungen könnte zu übermäßigen Stilllegungen von Kraftwerken führen. Da Kapazitätsmärkte allerdings eher darauf ausgelegt sind, Investitionen gegenüber langfristigen Risiken abzusichern, müsste man sich anderer Mechanismen bedienen, um solche Risiken abzumildern. In der Studie wurde in diesem Zusammenhang vorgeschlagen, dass man dafür gezielte Mechanismen wie z. B. eine strategische Reserve heranzieht und/oder das Marktdesign in einigen Punkten [subventionierte Technologien kurzfristigen Preissignalen auszusetzen] verbessert.
- » In der Simulation hat sich gezeigt, dass sich die Einführung von Kapazitätsmärkten über Grenzen hinweg wie folgt auswirkt: In Nachbarländern, die keine Kapazitätsmärkte haben, sollten Großhandelspreise fallen und auch die Kosten für Endverbraucher sinken. Eine segregierte Einführung von

Mehr Infos unter:

<http://www.e-control.at/documents/20903/-/14dcbb37-3281-4478-8536-0e7ff85a15af>

Universität

KOOPERATION TU GRAZ

Ansprechpartner
Stefan Führer

Projektlaufzeit
Dauerprojekt

Koordination
APG

Zielsetzung

Wissenschaftliche Behandlung von unterschiedlichen Fragestellungen betreffend Netzstabilität

Projektpartner

TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen (Prof. Fickert)

14

Im Rahmen der strategischen Langfristplanung, der Ausarbeitung von Netzkzepten sowie der Konzeption von Netzausbauprojekten im dynamischen energiewirtschaftlichen Umfeld treten viele komplexe Fragestellungen auf, die einer wissenschaftlichen Begleitung bedürfen. Aus diesem Grund hat die APG mit dem Institut für Elektrische Anlagen an der TU Graz einen Rahmenvertrag im Ausmaß einer halben Assistentenstelle abgeschlossen.

Ergebnisse

Die Ergebnisse dieser Arbeiten und Studien fließen umgehend in die Praxis ein und tragen damit wesentlich zur Optimierung und Sicherheit des Netzbetriebs und des Netzausbaus bei.

Behandelte Themen und Fragestellungen

- » Probabilistische Lastflussrechnung von Szenarien für das Jahr 2030
- » Begutachtung von Netzreserveberechnungen
- » 380-kV-Ausbau UW Kaprun: Beratung/Berechnungen zum dynamischen Verhalten bei Ausfällen
- » Lastflussstudien inkl. Dimensionierungsrechnungen
- » Störungsanalysen
- » Schallemissionen von Transformatoren (inkl. Messungen)
- » Untersuchung von Spannungs-/Blindleistungsstabilität

Mehr Infos unter:
<http://www.ifea.tugraz.at/>

15



Abb. 3: Das Gebäude D4 an der Wirtschaftsuniversität Wien beherbergt das Institut für Regulierungsökonomie

REGULIERUNGSÖKONOMIE WU WIEN

Ansprechpartner
Wolfgang Müller

Projektlaufzeit
Dauerprojekt

Koordination
APG

Zielsetzung

Lösung spezieller Probleme der Regulierungsökonomie durch Etablierung eines Forschungsinstituts, welches in Forschung und Lehre unabhängig agiert

Projektpartner

WU Wien, Institut für Regulierungsökonomie

16

Die laufende Weiterentwicklung der Regulierungssysteme wirkt sich auch auf die Situation eines Netzbetreibers aus. Die APG ist bestrebt, neben der praxisorientierten Auseinandersetzung mit diesem Thema auch laufend über Konzepte der Regulierungsökonomie informiert zu sein und an deren Weiterentwicklung teilzuhaben. Im Hinblick auf die Zusammenarbeit mit der Regulierungsbehörde sind Themen wie Produktivitäts- oder Effizienzsteigerungen sowie weiterführende Themen wie Tariffestsetzung, Anreizregulierung und angemessene Kapitalverzinsung im Netzbereich von großem Interesse. Um die angeführten Fragen beantworten zu können, wurde auf Initiative der APG an der WU (Wirtschaftsuniversität Wien) das Forschungsinstitut für Regulierungsökonomie mit Ende des Jahres 2005 gegründet. Über die Einbindung von wissenschaftlichen Experten soll der Aufbau von Kompetenzen für regulierungsrelevante Themen ermöglicht werden.

Das Institut für Regulierungsökonomie ist in Lehre und Forschung unabhängig. Es werden keine Gutachten erstellt und es wird keine Auftrags-, sondern Grundlagenforschung betrieben. Aktuelle Themen werden in Zusammenarbeit mit der APG in Workshops koordiniert.

Ergebnisse

Folgende Themen wurden bis dato am Institut behandelt:

- » Weiterentwicklung von Regulierungstheorien unter den Aspekten Zukunftsorientierung, Netzausbau, Integration erneuerbarer Energien, Marktentwicklung, Qualitätssteigerung, Innovations- und Investitionsanreize sowie Unternehmens- und Tarifflexibilität

- » Möglichkeiten einer Qualitäts-/ Outputregulierung insbesondere von Netzbetreibern
- » Untersuchung des Zusammenhangs zwischen Produktivitätsvorgaben, Kostenpfaden, Regulierungskonto und den geänderten Anforderungen an Übertragungsnetzbetreiber

Ein wichtiges Rahmenthema der jüngsten Zeit war das Thema **Regulierung und Innovation**. Bei dieser Fragestellung geht es im Wesentlichen um die Erforschung der dynamischen Anreize in Bezug auf Investitionen und Innovationen im Aufgabenbereich der regulierten Unternehmen und der sonstigen Marktteilnehmer. Darüber hinaus war ein Ziel der Zusammenarbeit mit der WU eine langfristige Etablierung des Themas Regulierung im ordentlichen Lehr- und Studienbetrieb. Es bildet mittlerweile einen Schwerpunkt im Studienangebot für Volkswirtschaft. Verschiedene Gastforscher waren zu diesem Themenbereich an der WU tätig.

Prof. Klaus Gugler, Leiter des Forschungsinstituts neben Prof. Stefan Bogner, erhielt in den Jahren 2012, 2013 und 2014 den **WU Best Paper Award**. Im Jahr 2015 hielt Prof. Gugler zum Thema Regulierung die Wiener Vorlesung mit dem Titel **Wettbewerb und Regulierung am Beispiel Energiewirtschaft**. Durch die langjährige Partnerschaft konnten unter anderem die Schwerpunkte Regulierung, Netzausbau und Einbindung von Ökoenergie im Bereich der Wirtschaftswissenschaften etabliert werden. Die Zusammenarbeit wurde 2015 vertraglich für weitere drei Jahre verlängert.

Mehr Infos unter:

<https://www.wu.ac.at/regulation/>



TWENTIES WP16/ALPS

Ansprechpartner

Harald Köhler, Stefan Führer

Projektlaufzeit

2012 bis 2013

Koordination

TenneT (NL)

Zielsetzung

Abschätzung von Wetter-Extremsituationen und deren Auswirkungen auf die Stabilität des Übertragungsnetzes und die Rolle der Pumpspeicherkraftwerke in diesem Zusammenhang

Projektpartner

Netzbetreiber TenneT (NL), TenneT TSO (DE), Amprion (DE) und swissgrid (CH) sowie die Universität Stuttgart

Förderung

FP7 [Seventh Framework Program], Europäische Kommission

Im gesamten Projekt „TWENTIES“ wurde eine Vielzahl von Themen im Zusammenhang mit Windintegration behandelt – darunter Themen wie:

- » Flexibilität im Übertragungsnetz
- » Entwicklung von Offshore-Anlagen
- » Beitrag von volatilen Lasten und Erzeugern zu Systemservices
- » Offshore Batterien
- » ökonomische, rechtliche und regulatorische Bewertungen

Das Workpackage 16 des Projekts befasste sich mit der effizienteren Nutzung der Windenergie gemeinsam mit der optimalen Betriebsweise von Pumpspeicherkraftwerken. Es wurden insbesondere die Auswirkungen von Sturmfronten auf die Stabilität der Übertragungsnetze und die Rolle der Pumpspeicherkraftwerke in kritischen Situationen behandelt.

Die APG koordinierte dabei die Wasserkraftbetreiber aus Österreich (VERBUND Hydro Power, TIWAG, Illwerke, ÖBB, KELAG) und der Schweiz (AXPO, EWZ, Alpiq, Repower, BKW-FMB) und unterstützte die Projektpartner bei der Erstellung von Marktmodellen und Lastflussrechnungen.

Ergebnisse

- » Ein Ergebnis der Untersuchungen war, dass die möglichen Vorteile für die Systemstabilität durch den Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke – aufgrund der ausgeschöpften Übertragungskapazitäten der Übertragungsnetze in Mitteleuropa – nicht ausreichend nutzbar sind.
- » Optimal wäre ein koordinierter Ausbau von Kraftwerken und Übertragungsnetzen, wobei erst die zusätzliche Übertragungskapazität die Vorteile der Pumpspeicherkraftwerke in den betrachteten Situationen überhaupt nutzen könnte. Zusätzliche Übertragungskapazitäten können die Systemkosten sowie CO₂-Emissionen und Einspeiseeinschränkungen von Windenergieanlagen minimieren.
- » Auch im Falle von großräumigen Abschaltungen von Windkraftanlagen – etwa aufgrund einer über Nordeuropa hinwegziehenden Sturmfront – stünde gemäß der Simulationsergebnisse ausreichend Regelenergie zur Verfügung. Damit kann (neben anderen Vorkehrungen und Wirkungsmechanismen) eine wirkungsvolle Maßnahme zur Ausregelung solcher herausfordernder Situationen zur Verfügung stehen.

Mehr Infos unter:

[http:// www.twenties-project.eu](http://www.twenties-project.eu)



Abb. 4: Erfolgreicher Trappenschutz – Großtrappenpopulation in Österreich erholt sich zusehends

LIFE NATURE+ GROSSTRAPPENSCHUTZ

Ansprechpartner
Sven Aberle

Projektlaufzeit
2010 bis 2015

Koordination
Österreichische Gesellschaft Großtrappenschutz

Zielsetzung

Anhebung der österreichischen und der westpannonischen Großtrappenpopulationen sowie Bewusstseins-schaffung in der Bevölkerung bzgl. des besonderen Werts der regionalen Kulturlandschaft und der Notwendigkeit eines integrierten Naturschutzes im Rahmen von Natura 2000 und LIFE

Projektpartner

Österreichische Gesellschaft Großtrappenschutz, Nationalparkgesellschaft Neusiedler See-Seewinkel, Land Niederösterreich, Land Burgenland, Lebensministerium, ÖBB Infrastruktur Bau, Netz Niederösterreich und Netz Burgenland

Förderung

LIFE Nature+, Europäische Union

Aufbauend auf dem Projekt **Grenzüber-schreitender Schutz der Großtrappe in Österreich – Markierung von Freileitungen** wurde in den Jahren 2007 bis 2015 die Wirksamkeit der gesetzten Maßnahmen wissenschaftlich untersucht. Im Rahmen dieses Projekts wurden von den Projektpartnern Netz Niederösterreich und Netz Burgenland Mittel- und Niederspannungs-freileitungen verkabelt und Leitungen ab 110 kV Nennspannung mit verschiedensten Methoden markiert. Markierungsarten wie Kugeln, einfache Fahnen und Fahnengruppen wurden im Feldver-such eingesetzt und auf deren Wirksamkeit und betriebliche Sicherheit hin beurteilt.

Dabei wurden über einen längeren Zeitraum hinweg die Populationsentwicklung, die Flug-bewegungen und etwaige Leitungskollisionen gezählt und aufgenommen. Gleichzeitig wurden auch Daten aus den Trappenschutz-Projekten in den beiden Nachbarstaaten Ungarn und der Slowakei ausgewertet und die Ergebnisse zusam-menfassend publiziert. Auf der Plattform **www.grosstrappe.at** wird laufend über die aktuellen Ergebnisse der Studien und die Populationsent-wicklung der Großtrappe informiert.

Ergebnisse

- » Generell lässt sich festhalten, dass sich die Population im Projektzeitraum in Ostösterreich mehr als verdoppelt hat und bereits wieder Gebiete besiedelt werden (z. B. Praterterrasse, Marchfeld), in denen die Großtrappe nicht mehr vorgekommen ist. Das Monitoring der Wirksamkeit der Markierungen aus dem Großtrappenprojekt wird auch künftig gemeinsam mit dem Verein Großtrappenschutz weitergeführt. Erkenntnisse daraus sollen in weiterer Folge die APG in der Einbindung von Naturschutzaspekten im Rahmen von Leitungsbauprojekten unterstützen.
- » Das Trappenschutzprojekt war ein Initialprojekt, das zu weiterem Engagement für andere bedrohte Arten geführt hat. Hier sind besonders die Aktivitäten für Sakerfalken, Fischadler, Wiedehopf und künftig auch den Rotmilan zu erwähnen. In diesen Projekten werden die Habitate insbesondere mit der Schaffung von Nistgelegenheiten, wie Nistplattformen und Nistkästen an den Masten der APG-Leitungen verbessert. Alle Projekte werden in enger Kooperation mit Birdlife, dem Forschungsinstitut für Wildtierkunde an der VetmedUni Vienna und dem Nationalpark Donauauen umgesetzt.



WALL-IE

Ansprechpartner
Marc Kostner

Projektlaufzeit
2012 bis 2014

Koordination
eb&p Umweltbüro GmbH

Zielsetzung

Entwicklung eines innovativen Verfahrens zur Landschaftsbildbewertung bei Umweltprüfverfahren (zum Beispiel von Wasserkraftwerken, Straßenprojekten, Windkraftanlagen etc.)

Projektpartner

eb&p Umweltbüro GmbH, Klagenfurt (Projektleitende Einrichtung); freiland Umweltconsulting ZT GmbH, Wien/Graz; Revital Integrative Naturraumplanung GmbH, Lienz; eoVision GmbH, Salzburg; FH Kärnten, Villach

Förderung

Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft / COIN [Cooperation und Innovation]

Infrastrukturprojekte beeinflussen das Landschaftsbild. In Genehmigungsverfahren ist daher die Sichtbarkeit von Infrastrukturen (Straße/Schiene, Wasserkraft, Windkraft, Hochspannungsleitungen usw.) sowohl bei Bürgern als auch bei Behörden ein zentrales Thema. Zur Bewertung des Ist-Zustands der Landschaft, der Auswirkungen von Infrastrukturprojekten und der Wirkung von Ausgleichsmaßnahmen auf das Landschaftsbild gibt es bisher keine einheitlich angewandte Methode.

Wall-ie steht für **Workflow for Assessment of Landscape and Landforms – Infrastructure Effects**. Im Projekt Wall-ie wurde ein innovatives Verfahren zur Landschaftsbildbewertung bei Umweltprüfverfahren entwickelt, in ausgewählten Fallstudien getestet und erfolgreich als GIS-Prototyp implementiert. Die APG brachte sich als potenzieller Anwender dieses standardisierten Workflows bei künftigen UVP-Projekten in mehreren Userforen ein.

Ergebnisse

- » Aktuell liegen die ersten Ergebnisse des Workflows (Case-Studies „Stubach“, „Velden-Rosegg“ und „Grazer Feld“) vor und wurden von Expertinnen und Experten evaluiert. In einem weiteren Schritt, unabhängig vom gegenständlichen Forschungsprojekt, soll der standardisierte Workflow Behörden und Projektwerbern präsentiert werden und nach Möglichkeit bei künftigen Genehmigungsverfahren zur Anwendung kommen.
- » Mit der Anwendung dieses Workflows können schon im Vorfeld von Genehmigungsverfahren landschaftsrelevante Aspekte bei der Projektplanung berücksichtigt werden. In weiterer Folge ermöglicht dieser Workflow standardisierte und damit objektiv vergleichbare Bewertungsverfahren für Eingriffe in das Landschaftsbild, die als Grundlage für behördliche Genehmigungsverfahren dienen können.



Abb. 5: Blitzstrommessungen geben wichtige Hinweise zur exakten Lokalisierung von Blitzentladungen

BLITZSTROMMESSUNG AM SENDER GAISBERG

Ansprechpartner
Christoph Karner

Projektlaufzeit
2010 bis 2015

Koordination
Österreichischer Verband für Elektrotechnik

Zielsetzung

Verbesserung der Früherkennung von Blitzschlägen und der Störungsaufklärung

Projektpartner

ALDIS, Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE)

Blitzeinschläge können Spannungsüberhöhungen und in der Folge Leitungsstörungen verursachen. Die APG unterstützt das Projekt **Blitzstrommessung am Sender Gaisberg**, welches auch zur Überprüfung und Verbesserung des ALDIS Blitzortungssystems beiträgt. ALDIS (Austrian Lightning Detection & Information System) ist ein Gemeinschaftsprojekt von OVE und APG zur Blitzortung und -dokumentation im zentraleuropäischen Raum. Die Ergebnisse der Blitzstrommessung am Gaisberg sind mittlerweile wichtige Referenzdaten in mehreren CIGRE Berichten (Nr. 376, 549, und 633). CIGRE ist ein internationales Expertenforum in der E-Wirtschaft und befasst sich mit technischen, wirtschaftlichen, ökologischen, organisatorischen und regulatorischen Fragen.

Zum Schutz von Betriebsmitteln vor der Ausbreitung gefährlicher, durch Blitze ausgelöster Überspannungen, wird bei einem Blitzeinschlag in ein Leitungssystem der Strom automatisch abgeschaltet. Mit Hilfe des Blitzortungssystems können durch spezielle Sensoren die elektromagnetischen Felder des Blitzes erfasst und daraus die Koordinaten des Blitzeinschlagspunkts exakt ermittelt werden.

Ergebnisse

- » Untersuchungen von Leitungsstörungen im APG-Netz ergaben in einem Zeitraum von zehn Jahren in 257 Fällen eine enge zeitliche und räumliche Korrelation mit den vom Blitzortungssystem erfassten Daten, was darauf hinweist, dass diese Störungen von Blitzeinschlägen in die betroffenen Leitungen verursacht wurden. Wesentlich für die APG-Störungsanalyse ist es, einen klaren Zusammenhang zwischen den georteten Einschlägen und den Störungsanregungen in den betroffenen Umspannwerken zu erkennen. Hohe Zeitgenauigkeit der

Blitzortung und der Stördatenerfassung erlauben heute derartige Betrachtungen im Millisekunden-Bereich.

- » Das Wissen um die physikalischen Mechanismen während eines Blitzeinschlags spielt bei der Interpretation der ALDIS-Sensordaten ebenfalls eine große Rolle. Beginnend mit 2013 wurden Verbesserungen an den Sensoren sowie im Bereich der Auswertungssoftware am ALDIS-Blitzortungssystem umgesetzt, welche die Ortungsgenauigkeit noch weiter steigerten. Aktuell werden viele Blitze mit einer Genauigkeit von weniger als 100 m geortet.
- » Für die APG sind die Ergebnisse für die verbesserte Blitzschlags-Früherkennung und eine bessere Störungsaufklärung wichtig. Damit können vor dem Wiederschalten von Leitungen zeit- und kostenintensive Maßnahmen zur Fehleraufklärung vermieden werden. Die Messungen der Blitzströme am Gaisberg werden von der APG für weitere fünf Jahre unterstützt. Im Zeitraum 2016 bis 2018 ist in Kooperation mit der TU Graz und ALDIS unter Verwendung einer Hochgeschwindigkeitskamera ein weiteres Projekt zur Evaluierung der Blitzortung und der Blitzdatenanalyse im alpinen Raum geplant.

Mehr Infos unter:
<http://www.aldis.at/>



BLACKÖ.2

Ansprechpartner
Milorad Markovic

Projektlaufzeit
2013 bis 2015

Koordination
Energieinstitut, Johannes Kepler Universität Linz

Zielsetzung

Entwicklung von konkreten Lösungsvorschlägen zur Blackoutprävention und -intervention (BlackÖ.2)

Projektpartner

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe an der TU Wien, öst. Bundeskanzleramt, LINZ STROM Netz GmbH, Industriellenvereinigung, Energie-Control Austria, Vorarlberger Energienetze GmbH, Wien Energie Stromnetz GmbH und Cyber Security Austria

Förderung

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie / KIRAS Sicherheitsforschung

Aufbauend auf die im ersten Teilprojekt BlackÖ.1 (2009-2011) erstellten Analysen des Status quo der österreichischen Stromversorgung wurden im Projekt **Blackoutprävention und -intervention (BlackÖ.2)** konkrete Lösungsvorschläge entwickelt, wie die Versorgungssicherheit mit Strom in Österreich auch in Zukunft garantiert werden kann. Unter dem Arbeitspaket Technische Maßnahmen wurden Zuverlässigkeitsanalysen für die Szenarien 2014, 2018, 2022 und 2027, jeweils ausgehend von einem Nord/Süd- und Ost/West-Lastfluss, durchgeführt. Dabei wurden alle geplanten APG-Projekte laut Netzentwicklungsplan 2014 berücksichtigt. Es wurden die Potenziale für Insellösungen im Mittelspannungsnetz mit überwiegender Erzeugung aus erneuerbaren Energien untersucht. Beispielhaft wurden die technischen Parameter in einem Mittelspannungsnetz analysiert. Potenziale und Kosten von verbraucherseitigen Lastverschiebungsmaßnahmen (Demand Side Management) in Österreich wurden untersucht. Unter dem Aspekt rechtliche Grundlagen bei einem Blackout wurden Maßnahmen **VOR** einem Blackout (Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit), **WÄHRENDEDESSEN** (Wiederherstellung der Versorgungssicherheit durch die Netzbetreiber sowie Aufgaben der Länder zur Katastrophenbewältigung) und **DANACH** (Haftungsansprüche) analysiert. Besonderes Augenmerk wurde auf die Maßnahmen DAVOR und WÄHRENDEDESSEN gelegt.

Ergebnisse

- » Es stellte sich heraus, dass die berücksichtigten Netzausbauten bei den analysierten Szenarien zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im österreichischen Stromnetz führen. Ferner wurden die Zuverlässigkeitsindizes von Betriebsmitteln des österreichischen Hochspannungsnetzes neu berechnet.

- » Verbrauchs- und Bereitstellungsinteraktionen werden künftig an Bedeutung gewinnen (Prosumer-Gedanke). Derzeit wird der Bedarf an DSM-Maßnahmen in Österreich als relativ gering eingeschätzt. Allerdings wird eingeräumt, dass – bedingt durch den raschen Wandel in der E-Wirtschaft – eine Neubewertung in absehbarer Zeit notwendig wird.
- » Im Zusammenhang mit Maßnahmen vor einem Blackout wurden Möglichkeiten wie der Netzausbau, die freiwillige Lastverschiebung durch Verbraucher, die Regelreserve über das Engpassmanagement bis hin zur Zwangsabschaltung von Netzbenutzern analysiert. Dabei wurden bestehende EU-rechtliche und nationale elektrizitätsrechtliche Regelungen genauso dargelegt, wie auch mögliche Änderungs- und Ergänzungsvorschläge aufgezeigt.
- » Vor dem Hintergrund zunehmender Gefahr großflächiger Stromausfälle wurden als Maßnahmen **WÄHREND** eines Blackouts die Möglichkeit der Überarbeitung der gesetzlichen Regelungen und der Netzwiederaufbaukonzepte dargelegt, um die Auswirkungen eines Stromausfalls gerade in urbanen Räumen abzumildern. In diesem Zusammenhang werden auch die Katastrophenschutzgesetze der Länder analysiert, auch in Hinblick auf eine Sicherheitskommunikation, die das tatsächliche Risiko [siehe BlackÖ.1] adressiert und öffentlich kommuniziert, um die Bevölkerung in eine Krisenvorbereitung einzubinden. Zusätzlich wurde in BlackÖ.2 ein Vorschlag für mögliche Informations- und Kommunikationswege von den zuständigen Stellen bis hin zur Bevölkerung erarbeitet.

Mehr Infos unter:

<http://www.kiras.at/gefoerderte-projekte>



UMBRELLA

Ansprechpartner
Andrea Dummer

Projektlaufzeit
2012 bis 2015

Koordination
TenneT (DE)

Zielsetzung

Ziel von UMBRELLA ist die Entwicklung einer Toolbox, um Prognosen für den Netzbetrieb für die Folgetage und die nächsten Stunden zu verbessern

Projektpartner

TSOs: TenneT (DE und NL), Amprion, EnBW, CEPS, PSE, ELES; Universitäten / Forschungsinstitute: TU-Graz, TU-Delft, RWTH Aachen, Universität Duisburg, Essen, FGH, ETH-Zürich

Förderung

FP7 [Seventh Framework Program], Europäische Kommission

Aufgrund von massiven Veränderungen im Energieerzeugungssystem [erneuerbare Energie, zusammenwachsende Energiemärkte, Kernkraft-Ausstieg, Krise der Gaskraftwerke] haben sich auch die Lastflüsse stark verändert. Übertragungsnetzbetreiber sind mit schwankenden und teilweise sehr hohen Netzbelastungen aufgrund volatiler Einspeiser und deutlich verstärktem kurzfristigem Handel [Intraday] konfrontiert. Um das Übertragungsnetz auch unter diesen Bedingungen sicher betreiben zu können, werden Netzsicherheitsprognose-Berechnungen für den Folgetag und auch Intraday-Prognoserechnungen durchgeführt und daraus die nötigen Gegenmaßnahmen abgeleitet.

Bei **Umbrella** haben sich Übertragungsnetzbetreiber, Universitäten und Forschungsinstitute mit der Frage möglicher Verbesserungen der Netzsicherheitsprognosen und der Bewältigung kritischer Lastflüsse auseinandergesetzt. Dabei standen folgende Fragen zur Diskussion:

- » Wie kann das Risikolevel einer Lastflusssituation bewertet werden?
- » Wie kann eine Kaskadengefahr erkannt bzw. berechnet werden?
- » Welche Unsicherheiten verbergen sich im Prognosedatensatz [Windprognose, Lastprognose, Änderungen Intradayhandel]?
- » Inwieweit können Gegenmaßnahmen optimiert werden?

Ergebnisse

- » In diesem Zusammenhang wurden neue Berechnungsmethoden und Algorithmen entwickelt, welche in einer Toolbox softwaretechnisch umgesetzt wurden, um diese anhand von Datensätzen beispielhaft anzuwenden. Dabei stellte sich heraus, dass eine Optimierung der Gegenmaßnahmen erzielbar ist und hinsichtlich der Unsicherheiten wertvolle Zusatzinformationen ermittelt werden können.
- » Für eine Umsetzung im Netzbetrieb sind noch einige Schritte erforderlich, vor allem der Umstieg auf das geplante CGMES [Common Grid Model Exchange Standard]-Format für Datensätze, um die notwendigen Informationen [z. B. Kraftwerksdetails] und die entwickelten Algorithmen in einem professionellen und leistungsfähigen Berechnungsprogramm anwenden zu können. Aus diesem Grund wird als Folgemaßnahme zum Projekt die Möglichkeit einer Einbindung in die koordinierte Netzsicherheitsberechnung bei TSC [TSO Security Cooperation] evaluiert.

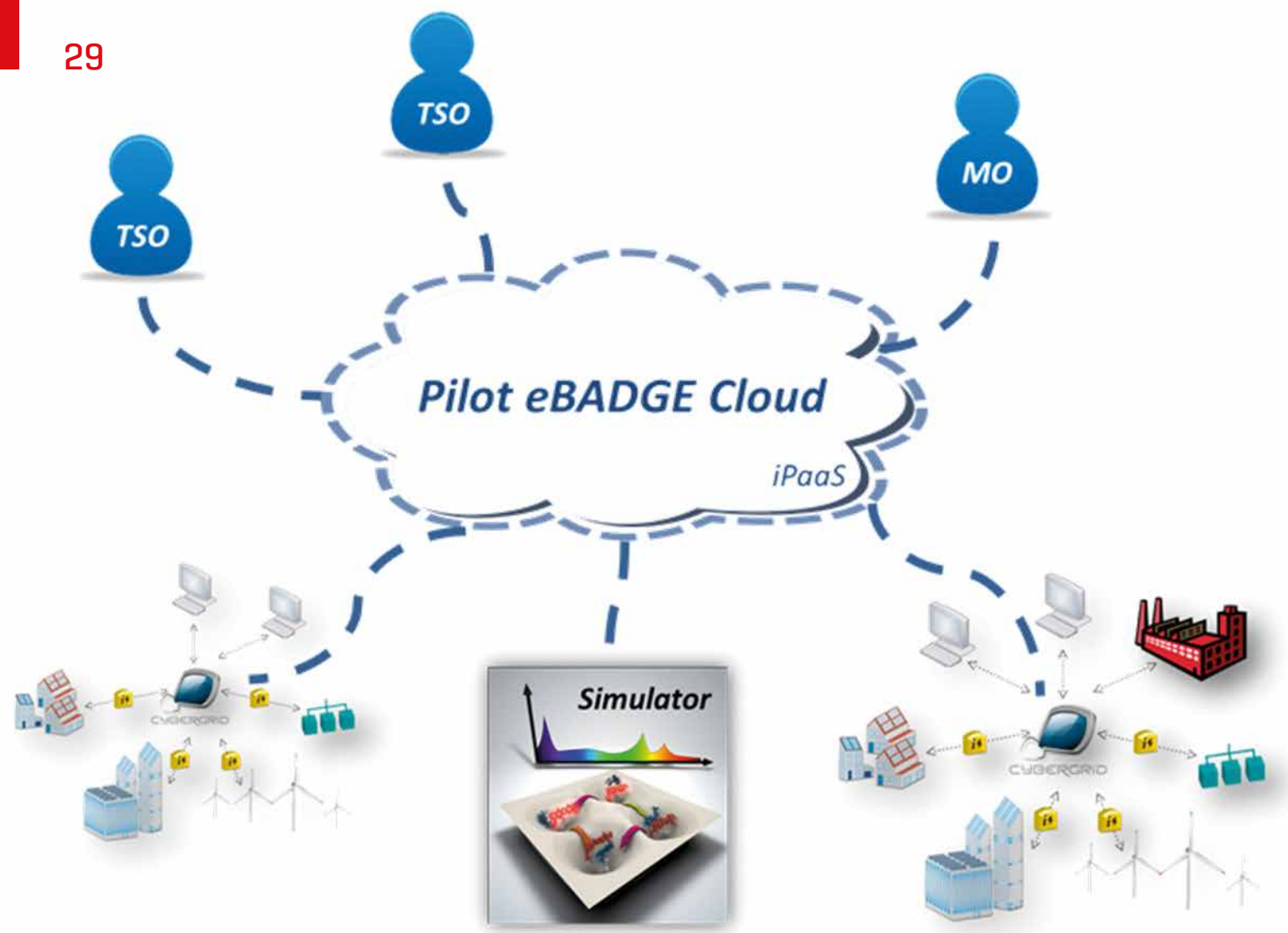


Abb. 6: eBAGDE-Projekt-konzept

E-BADGE

Ansprechpartner

Milan Vukasovic, Florian Pink

Projektlaufzeit

2012 bis 2015

Koordination

Telekom Slovenije d.d. [TS]

Zielsetzung

Mittels Entwicklung von Prozessen und Tools soll die Einbindung von Virtual Power Plants (VPPs) in den Regelenenergiemarkt sowohl auf der Übertragungsnetz- als auch auf der Verteilernetzebene ermöglicht werden.

Projektpartner

Telekom Slovenije, Cybergrid GmbH, RSE, XLAB, Elektro-Slovenija, Borzen, Elektro-Ljubljana, TU Wien, Austrian Institute of Technology GmbH, SAP AG, VAASAETT

Förderung

FP7 [Seventh Framework Program], Europäische Kommission

Das Forschungsprojekt eBADGE baut auf dem bereits bestehenden Forschungsprojekt EDRC [European Demand Response Center] auf.

Im EDRC-Projekt wurde untersucht, welche Möglichkeiten der Zusammenfassung von Verbrauchern und Erzeugern zu virtuellen Kraftwerken [Virtual Power Plants – VPPs] für die Netzregelung in Österreich vorhanden sind. Im Nachfolgeprojekt eBADGE wurden entsprechende Prozesse, IT-Tools und Pilot Clouds entwickelt, die eine Einbindung von VPPs [auf der Übertragungsnetz- und auf der Verteilernetzebene] in den Regelenenergiemarkt ermöglichen sollen.

Der Beitrag der APG im Projekt eBADGE bestand in der Auswertung und der detaillierten Analyse marktbasierter Konzepte, die für die Integration der nationalen Märkte eine wichtige Rolle spielen. Diese Analyse berücksichtigt bis dato erreichte Entwicklungen in den verschiedenen Ländern mit der besonderen Rücksichtnahme auf die **Framework Guidelines on Balancing**, die Mitte 2012 veröffentlicht worden sind.

Ergebnisse

Die Fragen, die im Rahmen des Projekts von der APG in Angriff genommen wurden, sind:

- » Aggregation von Kraftwerkseinheiten (bzw. Verbrauchern) in VPPs
- » Beteiligung von VPPs an Ausschreibungsverfahren in den verschiedenen Ländern
- » Grenzüberschreitende Regelenenergieoptimierung unter Berücksichtigung von Engpässen

Im Rahmen des Projekts wurde ein Balancing-Optimierungstool entwickelt, mit dem verschiedene Analysen unter der Beteiligung von drei Ländern [Österreich, Slowenien und Italien] durchgeführt wurden. Es hat sich gezeigt, dass man mit einer grenzüberschreitenden

Optimierung die Regelenenergiekosten erheblich reduzieren kann. Gleichzeitig wird die Netzsicherheit gewährleistet, da die Netzengpässe genauer abgebildet bzw. modelliert werden können.

Es hat sich auch gezeigt, dass eine Teilnahme von VPPs am Regelenenergiemarkt mehr Wettbewerb mit sich bringen kann, was für kleinere Regelenzonen [Slowenien] eine wichtige Rolle für die Erhöhung der Netzsicherheit und die Reduktion der Beschaffungskosten spielt.

Mehr Infos unter:

<http://www.ebadge-fp7.eu/>

31

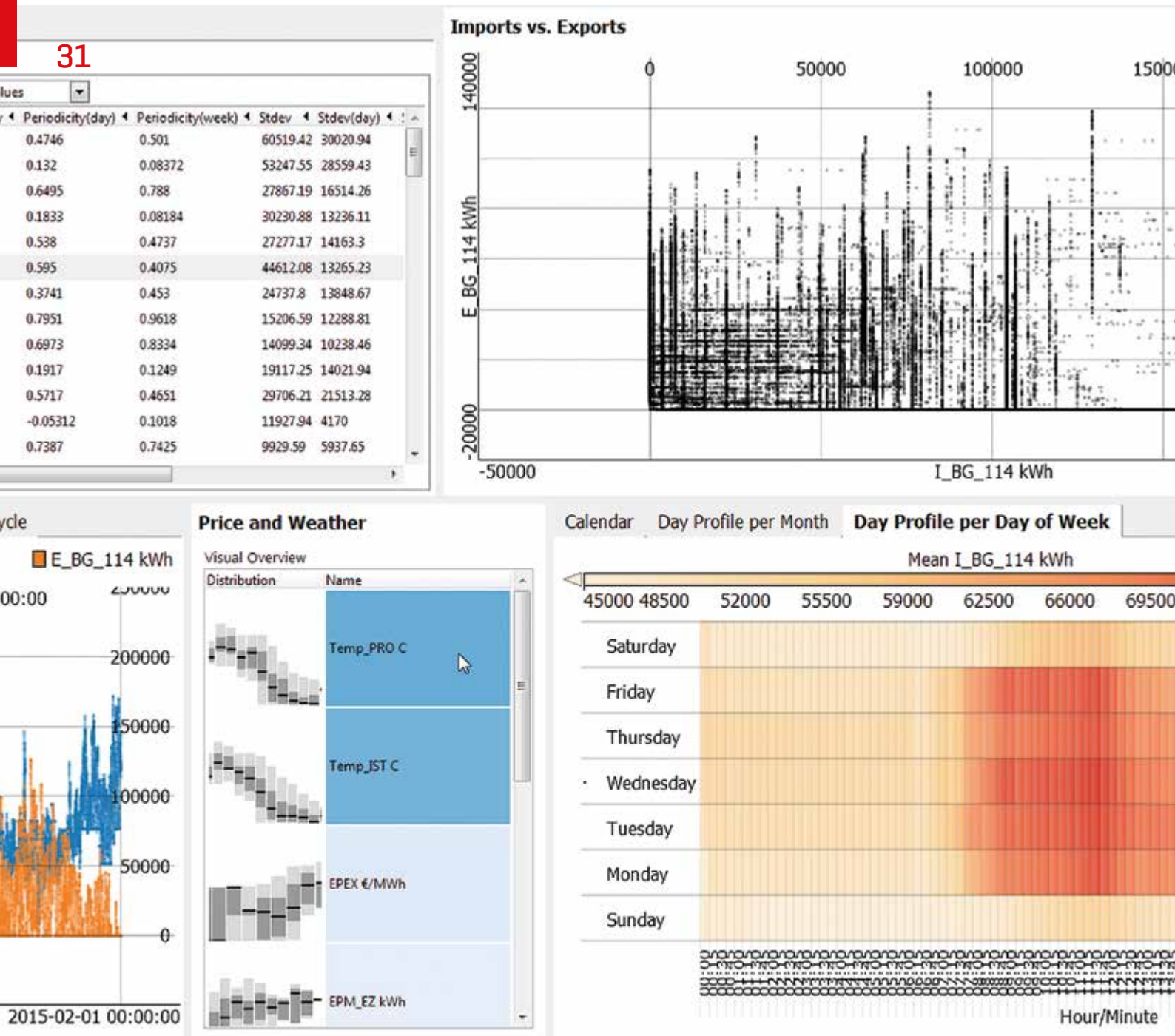


Abb. 7: Interaktive Analyse von Energiedaten im Zusammenhang mit meteorologischen Einflussgrößen

ENERVIS

Ansprechpartner

Hermann Mehl-Weiß

Projektlaufzeit

2012 bis 2013

Koordination

Forschungszentrum VRVIS

Zielsetzung

Weiterentwicklung des Visualisierungstools Visplore und Etablierung neuer methoden- und anwendungsorientierter Tools

Projektpartner

VRVIS, Hakom

Förderung

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft / Comet Competence Centers for Excellent Technologies

Im Projekt ENERVIS wird die Anwendung und zielorientierte Erweiterung von Techniken aus dem Bereich interaktive visuelle Analyse zur Lösung unterschiedlicher Aufgaben und Fragestellungen aus dem Energiesektor erforscht. Der Fokus bei Enervis liegt in der softwaretechnischen Lösung von Fragestellungen mit sehr hoher Relevanz für die APG. Dabei wird die Software Visplore, ein Visualisierungstool für die Analyse von komplexen multivariaten Daten – weiterentwickelt.

In vielen Fachbereichen wie zum Beispiel Marktmanagement, Betriebsmanagement oder Anlagenmanagement geht es immer wieder darum, in großen Datenmengen wesentliche Zusammenhänge zu erkennen. Durch Analysen vieler Zeitreihen können neue Erkenntnisse gewonnen sowie neues Wissen generiert werden. Aufbauend auf diesem Wissen können bessere Entscheidungen getroffen werden. Beispiele sind etwa Analysen in den Bereichen erneuerbare Energie [Wind- und Photovoltaik], Preisprognosen, Verlustenergieprognosen sowie energiewirtschaftliche Zukunftsszenarien. In allen Fällen besteht die Datenbasis aus einer sehr großen Zahl an Zeitreihen, deren Korrelationen es zu erforschen gilt.

Ergebnisse

Von besonderem Nutzen für die APG sind die extrem vielfältigen interaktiven Anwendungsmöglichkeiten (Selektionen, Filter, Sichten, Farbgestaltungen) im Zusammenhang mit der hochleistungsfähigen Visualisierung. Dies wäre mit herkömmlichen Methoden und Werkzeugen nicht oder nur eingeschränkt möglich.

Die Umsetzung der Teilprojekte erfolgte in enger Zusammenarbeit zwischen den APG-Fachbereichen und VRVis. Begleitend wurden Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter auch in der Anwendung der Software Visplore geschult. Dadurch kann in Zukunft das Tool auch für weitere Fragestellungen außerhalb des vorliegenden Projekts angewendet werden.



Abb. 8: Seiltemperatursensor im Einsatz auf APG-Leitungen

THERMAL RATING AUF APG-LEITUNGEN

Ansprechpartner

Johannes Hierzer, Richard Weißnar

Projektlaufzeit

2009 bis 2014

Koordination

APG

Zielsetzung

Anpassen des maximal zulässigen Stroms an die aktuellen Witterungsbedingungen

Projektpartner

TenneT DE, RWTH Aachen, Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG), micca informationstechnologie gmbh, Logotronic, FAW GmbH

Das Anpassen des maximal zulässigen Stroms an die aktuellen Witterungsbedingungen wird als Thermal Rating (TR) bezeichnet. Damit bei der APG eine Leitung mit Thermal Rating betrieben werden kann, müssen folgende Voraussetzungen zutreffen:

- » Die Leitung muss für einen dauerhaften 80°C-Betrieb dimensioniert sein.
- » Die Betriebsmittel in den betroffenen Umspannwerken müssen auf entsprechende Ströme ausgelegt sein.
- » Der Leitungsbetrieb mit Thermal Rating muss in Übereinstimmung mit dem vorliegenden Genehmigungsbescheid stehen.

Die APG misst an eigens in Umspannwerken installierten Wetterstationen Lufttemperatur und Windgeschwindigkeit. Unter der Berücksichtigung von konstanten Werten für die Globalstrahlung wird damit alle fünfzehn Minuten der aktuelle zulässige Thermal Rating-Strom eines Leitungssystems berechnet. Andere Einflussfaktoren, die zur Seilerwärmung führen und dadurch einen Einfluss auf den zulässigen Strom haben (geografische Lage, Höhe der Freileitung über Meer, Emissionsverhältnis der Leiterseile etc.), werden ebenfalls berücksichtigt. Das hier angewandte Konzept ist an jenes von TenneT-DE hinsichtlich des Betriebs von Freileitungen angelehnt.

Das Konzept sieht vor, dass jeder mit TR betriebenen Leitung zumindest zwei Wetterstationen zugeordnet werden, um im Falle des Ausfalls einer Station den TR-Betrieb zu ermöglichen. Um sicherzustellen, dass die Messwerte (Umggebungstemperatur und Windgeschwindigkeit) für den TR-Betrieb einer Leitung herangezogen werden können, werden individuelle Temperaturaufschläge und Windgeschwindigkeitsfaktoren angesetzt, die von der ZAMG berechnet wurden.

Ergebnisse

Die 220-kV-Leitung Tauern-Salzburg dient für das TR als APG-Pilotleitung. Entlang dieser Leitung wurden Temperaturmessinstrumente direkt auf dem Leiterseil installiert. Diese kontrollieren die laut Konzept errechneten Seiltemperaturen und damit die Zulässigkeit der resultierenden Thermal Rating-Ströme. Mittlerweile werden bereits mehrere Leitungssysteme mit TR betrieben.

Der Nutzen von Thermal Rating besteht vor allem in der Verbesserung der Auslastung des Bestandsnetzes, ohne dabei die Versorgungssicherheit zu beeinträchtigen. Dadurch kann Engpassmanagement-Bedarf reduziert werden. Thermal Rating ersetzt jedoch nicht den Netzausbau.

35



WIDE AREA MEASUREMENT SYSTEM [WAMS]

Ansprechpartner

Michael Weixelbraun, Milan Vukasovic

Projektlaufzeit

2011 bis 2014

Koordination

APG

Zielsetzung

Wide Area Measurement Systems geben einen Echtzeitüberblick über den dynamischen Gesamtsystemzustand des Übertragungsnetzes. Basis dafür sind hochauflösende und zeitlich synchronisierte Messwerte aus Stromübertragungsnetzen und die daraus abgeleitete Berechnung von Stabilitätskenngrößen.

Projektpartner

Institut für elektrische Anlagen, TU-Graz

Anhand von hochgenauen und GPS-zeitsynchronisierten Messsignalen [Strom und Spannung] kann der dynamische Zustand des Stromübertragungsnetzes berechnet werden. Speziell durch die zunehmende Durchdringung von umrichter gesteuerten Erzeugungsanlagen [vor allem Wind und Photovoltaik] verändert sich die dynamische Charakteristik des Stromsystems gravierend. Das WAMS als Echtzeitmesssystem erlaubt neben der ex-post Analyse von dynamischen Ereignissen auch das online-Monitoring von Stabilitätsparametern, sowie künftig die Regelung von automatischen Stabilisierungseinrichtungen [z.B. Static Var Compensators [SVC], Reserve-Schutzeinrichtungen].

Die APG hat im Rahmen eines Forschungsprojekts nun ein System mit derzeit insgesamt fünf Messstandorten und zwölf Messeinheiten [Phasor Measurement Units – PMUs] aufgebaut und Ende Februar 2016 in Betrieb genommen. Auf Basis einer weiteren Forschungskooperation erfolgt eine Auswertung der Messdaten und die Visualisierung der dynamischen Verhältnisse im APG-Netz. Durch schrittweise Verschränkung mit den Systemen der internationalen Netzpartner und verstärktem Datenaustausch sollen in weiterer Folge auch überregional Stabilitätsindikatoren entwickelt werden.

Ergebnisse

Die hochgenaue Frequenzmessung des neuen WAMS hat sich bereits im Zuge eines Schwarzstart- und Inselbetriebsversuchs bewährt.

AUSBLICK

Die APG wird künftig ihre Forschungsziele vorrangig aus den Anforderungen, welche die Energiewende und all ihre Begleitentwicklungen mit sich bringen, ableiten. Diese Anforderungen sind die Erreichung der Klimaziele durch die Dekarbonisierung der Gesellschaft und der damit verbundene Umbau des Energiesystems in Richtung erneuerbarer Energien. In diesem Zusammenhang sind auch alle gesetzlichen Rahmenbedingungen auf nationaler und europäischer Ebene zu erfüllen.

Forschungsaktivitäten werden unter Beobachtung langfristiger Entwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft auf den Bedarf eines sicheren Netzbetriebs hin abgestimmt sein. Moderne Technologien in den Bereichen Automatisierung und Überwachung (Echtzeit-Monitoring, Wide Area Measurement), Big Data Management und Speichertechnologien sowie Spannungs- und Frequenzhaltung werden verstärkt in den Fokus rücken.

Verstärkter Netzausbau und technologische Weiterentwicklung stehen nicht zwingend im Widerspruch zum Umweltschutz. Natur- und Landschaftsschutz werden in der APG auch weiterhin hohe Priorität haben.





Austrian Power Grid AG
Wagramer Straße 19
1220 Wien

Tel.: [0] 50320 - 0
E-Mail: apg@apg.at

WWW.APG.AT