

# Strom Linie

Das Magazin zur Energiewende  
#3/2020



## NEW DEAL?

Wie das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz  
die notwendige parlamentarische  
Mehrheit bekommen soll

Tanja Graf/ÖVP, Lukas Hammer/Grüne,  
Josef Schellhorn/NEOS, Axel Kassegger/FPÖ, Alois Schroll/SPÖ  
(v. li. n. re.)

### Ausbau

Wie die Netze jetzt fit  
für E-Mobilität gemacht  
werden müssen.

### Umbau

Wie sich der Verbund  
für eine Zukunft in der  
Wasserstoffwirtschaft rüstet.

### Aufbau

Warum es einen  
Anreiz für eine langfristige  
Netzreserve braucht.



HITACHI ABB POWER GRIDS

WEIL WIR  
HERAUSFORDERUNGEN  
LÖSEN.

POWERING GOOD  
FOR SUSTAINABLE ENERGY.

Wir meistern Herausforderungen, weil wir in ihnen Lösungen sehen. Hitachi ABB Power Grids vereint die Erfahrung und das Fachwissen zweier Pioniere. Die Antwort auf die Fragen zur Energieversorgung der Zukunft weltweit finden wir mit unseren Fähigkeiten in den Bereichen Energie und Digitales – for a stronger, smarter and greener future: [www.hitachiabb-powergrids.com](http://www.hitachiabb-powergrids.com)

## Eine Branche zwischen Krise und Chance

Für die E-Wirtschaft geht ein Jahr zu Ende, das es in vielen Bereichen wirklich in sich hatte: Gleich im Frühjahr musste die Branche den Beweis antreten, dass die Versorgungssicherheit auch im Lockdown garantiert werden kann. Gleichzeitig brach die Wirtschaftsleistung im Zuge des ersten Lockdowns massiv ein. Das Marktvolumen schrumpfte schlagartig, Strompreise sanken. Über den Sommer stabilisierte sich die Lage langsam, die wirtschaftliche Situation für unsere Branche blieb aber weiter herausfordernd.

Im Herbst begann die Stimmung sich dann langsam zu drehen. Der Begutachtungsentwurf des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes wurde vorgestellt, Aufbruchsstimmung machte sich breit. Dann ein Rückschlag – der noch für 2020 angekündigte Beschluss des Gesetzepaketes verzögerte sich, die Regelung zur Netzreserve wurde vorgezogen. Im November folgte dann ein zweiter Lockdown.

Dennoch gibt es gute Gründe, optimistisch in Richtung 2021 zu blicken: Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz kommt zwar später, doch es zeichnet sich ab, dass es klare Rahmenbedingungen, Investitionssicherheit eine wesentliche Grundlage für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Österreich schaffen wird. Welche Punkte aus Sicht der E-Wirtschaft noch geändert werden sollten – und wo es bei den Verhandlungen mit der Opposition noch hakt –, erfahren Sie in unserer Titelgeschichte.

Auch dem zweiten heißen Thema dieses Herbstes – der Netzreserve – widmen wir uns in dieser Ausgabe eingehend. Österreichs Energie begrüßt das Vorziehen der Regelung. Die Netzreserve bildet das Rückgrat unserer Versorgungssicherheit. Hier braucht es eine faire Grundlage für den langfristigen Betrieb jener Kraftwerke, die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit unerlässlich sind. Dafür setzen wir uns ein!

Herzlichen Dank für Ihr Vertrauen und Ihre Unterstützung in diesem herausfordernden Jahr. Wir wünschen Ihnen alles Gute für die kommenden Feiertage.

Barbara Schmidt  
Generalsekretärin



## 30

„Wir werden  
um unangenehme  
Fragen nicht  
herumkommen.“

Der scheidende Verbund-Chef  
Wolfgang Anzengruber im Abschiedsinterview  
zu seiner Vision von Wasserstoffwirtschaft,  
zu Problemen mit Engpassmanagement und einem  
Versprechen an Ministerin Gewessler.



### 6 WAS SEH ICH DA?

Der Moment auf der Baustelle der Salzburgleitung, als der Verwaltungsgerichtshof am 20. Oktober endgültig entscheidet, dass das Energiewendeprojekt fertiggestellt werden darf.

### 8 BRIEFING

News und Fakten aus der Energiewirtschaft.

### 12 GRAPHEN DES MONATS

Die Energiewirtschaft in aktuellsten Zahlen.

### 14 DAS EAG AUF MEHRHEITSSUCHE

In den nächsten Wochen wird die Regierungsvorlage des EAG im Ministerrat verabschiedet werden. Danach muss es im National- und Bundesrat mit Zweidrittelmehrheit verabschiedet werden. Wie können die Koalitionsparteien die Opposition dazu gewinnen?

### 20 INSIDERWISSEN: DAS KOSTET DER EAG-NETZAUSBAU

Österreichs Netze müssen auf die Schwankungen, die Photovoltaik, Windkraft und E-Mobilität mit sich bringen, vorbereitet werden.

### 24 NETZRESERVE: UNVERZICHTBAR UND AUSBAUFÄHIG

Gaskraftwerke werden auch in Zukunft die Volatilität Erneuerbarer ausgleichen müssen. Doch langfristig reichen die Investitionsanreize nicht.

### 30 „WIR WERDEN UM UNANGENEHME FRAGEN NICHT HERUMKOMMEN“

Der scheidende Verbund-Chef Wolfgang Anzengruber über Netzreserve, Visionen von Wasserstoffwirtschaft und ein Versprechen an Ministerin Gewessler.



### 36 WARUM IST DAS SO?

Warum die Herkunftsbezeichnung von Strom nicht „ganz einfach“ sein kann.

### 38 WIE HABEN SIE DAS GEMACHT, FRAU GOODENOUGH?

Wie eine Mathematikerin aus Wien die Digitalisierung am Energiesektor vorantreibt.

### 40 DIE STROM MACHER

Julia Wenin (Wien Energie) und Daniela Schlüsselberger (Verbund AG) erklären die Besonderheiten ihres beruflichen Alltags.

### 42 STROM LINIE VOR ORT

Hinter den Kulissen der digitalen Seminare und Webkonferenzen von Österreichs Energie Akademie.

### 44 SAVE THE DATE!

Der Veranstaltungskalender für Winter und Frühjahr 2021.

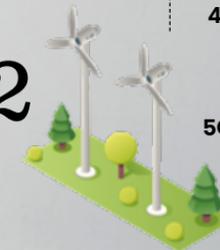
### 49 1001 VOLT

Die Top-Events der Energiewirtschaft mit Lisa Joham.

### 50 LETZTE UNKLARHEITEN

Aus den Steckdosen auf der ganzen Welt kommt Wechselstrom. Warum eigentlich?

12



Dossier

### 45 STUDIE: FLOW BASED MARKET COUPLING

Wie die lastflussbasierte Marktkopplung am europäischen Strommarkt funktioniert und was verbessert werden muss.

# Momentaufnahme *Was seh' ich da?*



## **Kaprun, am Morgen des 20. Oktobers 2020**

Auf der Baustelle am Baulos 5 der Salzburgleitung an den Gemeindegrenzen von Bruck, Fusch und Kaprun steht der Fahrzeugkran neben dem halbfertigen Strommast noch still, als aus Wien die erlösende Nachricht kommt: Der Verwaltungsgerichtshof bestätigt die Genehmigung für Bau und Betrieb der 380-kV-Salzburgleitung. Das Verbindungsstück gilt als eines der zentralen Energiewendeprojekte der Republik. Der Baubetrieb war im Vorjahr nach einer Prüfdauer von 77 Monaten aufgenommen worden, als das Bundesverwaltungsgericht das Projekt genehmigt hatte. Doch der Entscheid des BVwG ermöglichte eine Berufung (ohne aufschiebende Wirkung) vor dem Verwaltungsgerichtshof (VwGH). Und dieser hat an jenem sonnigen Oktobervormittag sowohl das Vorliegen eines öffentlichen Interesses am Bau bestätigt, als auch festgestellt, dass die von den Klägern geforderte Erdverkabelung keine praktikable Alternativlösung darstellt. Die Inbetriebnahme der Leitung ist für das Jahr 2025 geplant.



Gasstation Baumgarten:  
Verbund kauft Leitungsnetz für grünes Gas der Zukunft

## Sektorkopplung: Verbund kauft Gasleitungsnetz

Der Verbund übernimmt die Mehrheit an der bisherigen OMV-Tochter Gas Connect Austria. Mit dem Transportnetz will der Stromversorger seine strategische Position als Player für „grünes Gas“ aus Überschussstrom erneuerbarer Quellen zementieren.

Der Verbund kauft dem Mineralölkonzern OMV für insgesamt rund 570 Millionen Euro die 51-Prozent-Mehrheit am Gastransportgeschäft der Gas Connect Austria (GCA) ab. Damit will der Verbund seine Wasserstoff-Strategie stärken. „Die Akquisition macht wirtschaftlich und strategisch sehr viel Sinn“, betont Michael Strugl, der im Januar Wolfgang Anzengruber als Verbundchef ablösen wird: Sie diene einerseits als Stabilisator der Erlöse im Portfolio, das wegen der erneuerbaren Stromerzeugung immer volatiliter werde. Andererseits erhoffe man sich durch den



GCA: Für den Verbund auch „Stabilisator der Erlöse im Portfolio“

**„Die Akquisition macht wirtschaftlich und strategisch sehr viel Sinn.“**

Michael Strugl, Verbund AG

Erwerb des Gastransportnetzes für die Energiewende einen Vorteil bei der Sektorkopplung. Die Idee: Das Netz kann in Zukunft Energie, die aus Überschussstrom erneuerbarer Quellen produziert wird, unabhängig von Stromleitungsnetzen transportieren. Ein Gastransportnetz sei für die Wasserstoffwirtschaft unabdingbar, denn Österreich werde seine künftigen Bedarfe nicht einmal im Industriebereich selbst abdecken können, prophezeit Strugl. „Grünes Gas“ aus Wasserstoff werde in Zukunft in großem Maße dort gewonnen, wo am meisten Überschussstrom aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung stehe, bei Windkraft etwa in Nordeuropa, bei Photovoltaik eher in Südeuropa. „Es wird ein zentrales Szenario geben, wo große Anlagen den grünen Wasserstoff erzeugen, der dann weitertransportiert wird“, sagt Strugl.

## Energie Steiermark eröffnet „E-Campus“

Mit einem Investvolumen von 10 Millionen Euro wurde in Graz nach 15-monatiger Bauzeit das österreichweit modernste Ausbildungszentrum für „Green Energy“ in Betrieb genommen. Am neuen „E-Campus“ sollen ab sofort rund 40 Prozent mehr Lehrlinge als bisher aufgenommen werden. Derzeit sind fast 100 Jugendliche in Ausbildung. Am neuen „E-Campus“ ist auch die zentrale Fortbildungsdrehscheibe für den gesamten Energie Steiermark-Konzern untergebracht. Insgesamt werden hier jährlich über 700 Kurse, Seminare und Qualifizierungsmaßnahmen für die insgesamt rund 1800 Mitarbeiter angeboten.



**Feierliche Eröffnung des „E-Campus“:** Zwei Lehrlinge mit Christian Purrer (Energie Steiermark), Anton Lang (LH-Stellvertreter), Bundesministerin Leonore Gewessler, Landeshauptmann Hermann Schützenhöfer, Martin Graf (Energie Steiermark) und Bundesministerin Margarete Schramböck

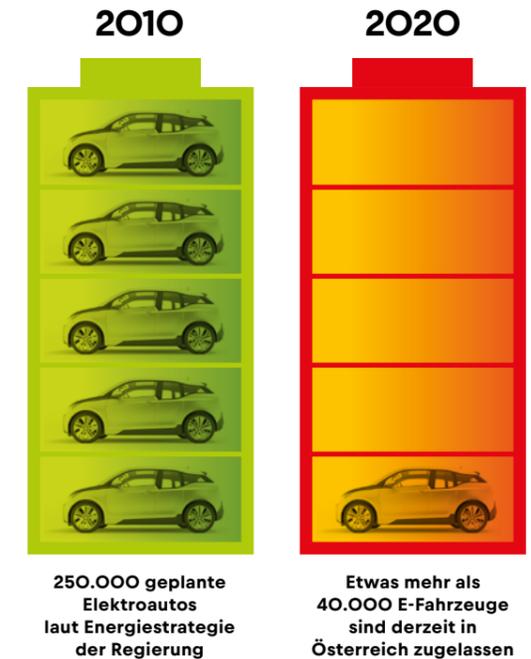
FOTOS: GAS CONNECT AUSTRIA/OMV, ENERGIE STEIERMARK, TREIBACHER AG



KNG-Geschäftsführer Reinhard Draxler, TIAG-Vorstand Rainer Schmidtmayer und KELAG-Vorstand Manfred Freitag vor der Steam-Reforming-Wasserstoffanlage der TIAG

## KELAG plant PV-Anlage für grünes Gas zur Wolframproduktion

Vier Millionen Kubikmeter Erdgas benötigt der Kärntner Chemiekonzern Treibacher jährlich, um Vanadiumoxid und Wolframpulver zu produzieren, das in weiterer Folge in der Stahlindustrie zum Einsatz kommt. „In diesen Bereichen möchten wir auf Erdgas verzichten und grünen Wasserstoff herstellen“, sagt Rainer Schmidtmayer, Vorstandschef der Treibacher Industrie AG, bei der Vorstellung eines Projektes im Oktober. Die KELAG wird auf der Reststoffdeponie der TIAG drei Hektar Grund für den Bau einer Solaranlage verwenden. In der ersten Ausbaustufe werden drei Millionen Kilowattstunden erzeugt werden. Damit kann der Bedarf der Wasserstoff-Elektrolyse bilanziell zu rund 25 Prozent gedeckt werden. Die neue Anlage wird rund sechs Millionen Euro kosten, die KELAG investiert zusätzlich rund zwei Millionen Euro. Schmidtmayer erklärte, das Projekt müsse in den nächsten einhalb Jahren unter Dach und Fach sein, denn die derzeitige Wasserstoffproduktion sei in die Jahre gekommen. „Wird aus dem grünen Projekt nichts, müssen wir rund zwei Millionen investieren, um die alte Anlage nachzurüsten.“



## Fakt des Monats

250.000 Elektroautos sollten jetzt auf Österreichs Straßen unterwegs sein – das sah die Energiestrategie der Regierung im Jahr 2010 vor. Tatsächlich sind erst etwas mehr als 40.000 E-Fahrzeuge zugelassen, konstatiert der Rechnungshof in einem Bericht Ende September. Ziel der Rechnungshofprüfung war, die Förderung der Nutzung und der Forschung in Bezug auf E-Fahrzeuge und die dazugehörige Ladeinfrastruktur zu beurteilen. Deren Fazit: Ladestellen, die nur mit einzelnen Kundenkarten verwendbar sind, und die oft unklare Verfügbarkeit bremsen die breite Akzeptanz.

**„Jede Polizeidienststelle, jedes Bezirksgericht und jede Bundesschule wird künftig erneuerbaren Strom beziehen.“**



Anfang November hat Klimaschutzministerin Leonore Gewessler die Ausschreibung zur Beschaffung von Strom gemäß Umweltzeichen-Richtlinie „UZ46“ auf den Weg gebracht.

# PV-Boom belastet ländliche Netze

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz wird Photovoltaik massiv fördern. Der Erfahrungsbericht eines regionalen Netzbetreibers.

Was dezentrale Einspeisung bedeutet, zeigt sich exemplarisch im Unteren Mühlviertel: Streubesiedlung, mächtige, weit auseinanderliegende Gehöfte – und große Dachflächen, die zur Errichtung von PV-Anlagen einladen. Es ist das Versorgungsgebiet von Ebner Strom, einem regionalen Verteilernetzbetreiber mit einem über 1.000 Kilometer langen Leitungsnetz im Mittel- und Niederspannungsbereich und Betreiber von sechs Kleinwasserkraftwerken.

„Viele Kunden sind bereits in Richtung Photovoltaik aktiv“, erzählt Geschäftsführer Martin Hojas, „schon jetzt erreicht die installierte Leistung der PV-Anlagen rund 80 Prozent unserer Netz-Höchstlast.“ Die Antagonisten, zwischen denen sich Ebner Strom bewegt, sind der strahlend blaue Sonntagnachmittag mit hoher PV-Erzeugung, aber minimalem kundenseitigen Verbrauch, und vice versa die nebelgrauen Tage in der Vorweihnachtszeit mit hohem Strombedarf der Kunden, aber ohne PV-Einspeisung.

**Dreifache Planung.** Die beiden Extrempunkte schlagen die Pflöcke ein für die Berechnungen, die Martin Hojas und sein Team mit jeder neuen oder zu erweiternden PV-Anlage anstellen müssen. Stromeinspeisungen

heben die Netzspannung, Stromentnahmen senken sie. Das zulässige Spannungstoleranzband darf aber in keinem Belastungsfall über- oder unterschritten werden. „Bisher war für diese Berechnungen der Strombezug der Kunden maßgeblich, nun muss in derselben Spannungs-Bandbreite auch die Einspeiseleistung Platz finden, wodurch vorhandene Netzreserven je nach Situierung der PV-Anlage im Niederspannungsnetz sehr schnell aufgebraucht sein können.“

Im zweiten Schritt geht es um die Summe der Einspeiseleistungen in der jeweils betroffenen Trafostation, von denen es aktuell bei Ebner Strom 205 gibt, und über die die Rückspeisung ins Mittelspannungs-Netz geschieht. Mit jeder neuen PV-Anlage stellt sich also auch die Frage, ob ein größerer Transformator benötigt wird. Und die Zahl jener Trafostationen, an denen die PV-Einspeiseleistung den Bedarf der Kunden deutlich übersteigt, wächst ständig.

Ist der überschüssige PV-Strom einmal in der Mittelspannungsebene angekommen, wird er schließlich auf derselben Netzebene an das vorgelagerte Netz weitergereicht, und hier kommen zeit-



**„Die Netze haben technische Grenzen. Diese kann man zwar verschieben, aber das verursacht Kosten.“**

Martin Hojas, Geschäftsführer des regionalen Verteilernetzbetreibers Ebner Strom

gleich weitere Rückspeisungen hinzu. Das nächste Umspannwerk liegt nämlich rund zwölf Kilometer Luftlinie außerhalb der Versorgungsgrenzen des Ebner Strom-Netzes. „Eine Zusage für den Netzanschluss einer PV-Anlage in unserem Netz muss also auch Überlegungen berücksichtigen, wie sich die Summe der Überschüsse auf die Rückspeisung und damit auf den vorgelagerten Netzbetreiber auswirkt. Das ist umso wichtiger, je größer die PV-Anlage ist.“

**Zweifache Kritik am EAG-Entwurf.** „Als regionaler Energiedienstleister, der selbst Strom aus 100 Prozent erneuerbarer Energie erzeugt, begrüßen wir die Ziele des EAG und den Trend zu mehr Photovoltaik.“ Allerdings sei der im EAG-Entwurf vorgesehene „verein-

fachte Netzzugang“ für PV-Anlagen bis 20 kWp abzulehnen, da die Vorabprüfung der Netzanschlussmöglichkeit nicht gegeben sei. „Hier sollten die 10,8 kWp aus der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der EU übernommen werden, um eine aus Netzsicht ungeprüfte Errichtung zahlloser 20 kWp-Anlagen zu vermeiden und Planbarkeit im Netzausbau zu ermöglichen.“

Noch wichtiger sei allerdings, die Kostenfrage final zu klären. „Die Netze haben technische Grenzen“, sagt Martin Hojas, „die kann man zwar verschieben, aber das verursacht Kosten.“ Wer diese letztlich in welchem Ausmaß tragen wird – die Allgemeinheit oder der Verursacher der Ausbauaktivitäten –, ist eine politische Entscheidung. Die aktuell für Anlagen bis 100 kWp angedachten Netzanschlusspauschalen decken jedenfalls vielfach nicht einmal den Aufwand für die Ausbauplanung.

FOTOS: ADOBE STOCK, HOJAS/EBNER, SALZBURG AG, ENERGIE AG, BEIGESTELLT



Georg Nagl, Projektumsetzung und Konzeption, Salzburg AG, Michael Moser, E-Technik-Lehrling der Salzburg AG, und Florian Klinger, Konzeption und Projektumsetzung, Salzburg AG

## Lehrlinge machen Salzburg AG-Zentrale PV-fit

Fünf Lehrlinge der Salzburg AG arbeiten seit 22. Oktober am Aufbau einer PV-Anlage im Innenhof der Salzburg AG. „Unsere Anlage ging im November in Betrieb“, erzählt Michael Moser, E-Technik-Lehrling der Salzburg AG. „Sie produziert zukünftig rund 16.500 kWh

Strom pro Jahr, der zu 100 Prozent vom Unternehmen genutzt wird.“ Das Lehrlingsprojekt soll die Auszubildenden nicht nur näher an das Thema Photovoltaik heranführen, es ist auch Teil einer mehrstufigen Standortentwicklung in der Unternehmenszentrale.

## Der EnergyGlobe der Energie AG geht 2020 an ...



EnergyGlobe-Gewinner Martin Kreisel (li.) und Manfred Ledermüller (re.) mit Energie AG Generaldirektor Werner Steinecker

... die Oberösterreicher Martin Kreisel und Manfred Ledermüller, die mit dem Unternehmen Imhotep eine innovative Technologie zur Wassergewinnung entwickelt haben. Der Phantor von Imhotep gewinnt aus Umgebungsluft gefiltert, entkeimt und aufbereitet bis zu 10.000 Liter Trinkwasser am Tag. Mehr zum Projekt: <https://imhotep.industrie>, mehr zu den anderen Gewinnern des EnergyGlobe: [energyglobe.at](http://energyglobe.at)

## PERSONALIA



**Stephan Sharma, 40,** zuletzt Chef der Verbund Green Power, tritt ab Januar die Nachfolge von Michael Gerbavits als Vorstandsvorsitzender der Energie Burgenland an. Neuer Finanzvorstand wird Reinhard Czerny, 46, bisher General Manager von IBM Österreich, der in dieser Funktion Alois Ecker ablöst.



**Peter Hießl, 38,** ist neuer Geschäftsführer der Energie AG Tech Services. Er übernimmt die Tätigkeit von Josef Geistberger, der vor 47 Jahren als Lehrling in der Energie AG (vormals OKA) begonnen hat und mit 1. Dezember 2020 in den Ruhestand wechselt.



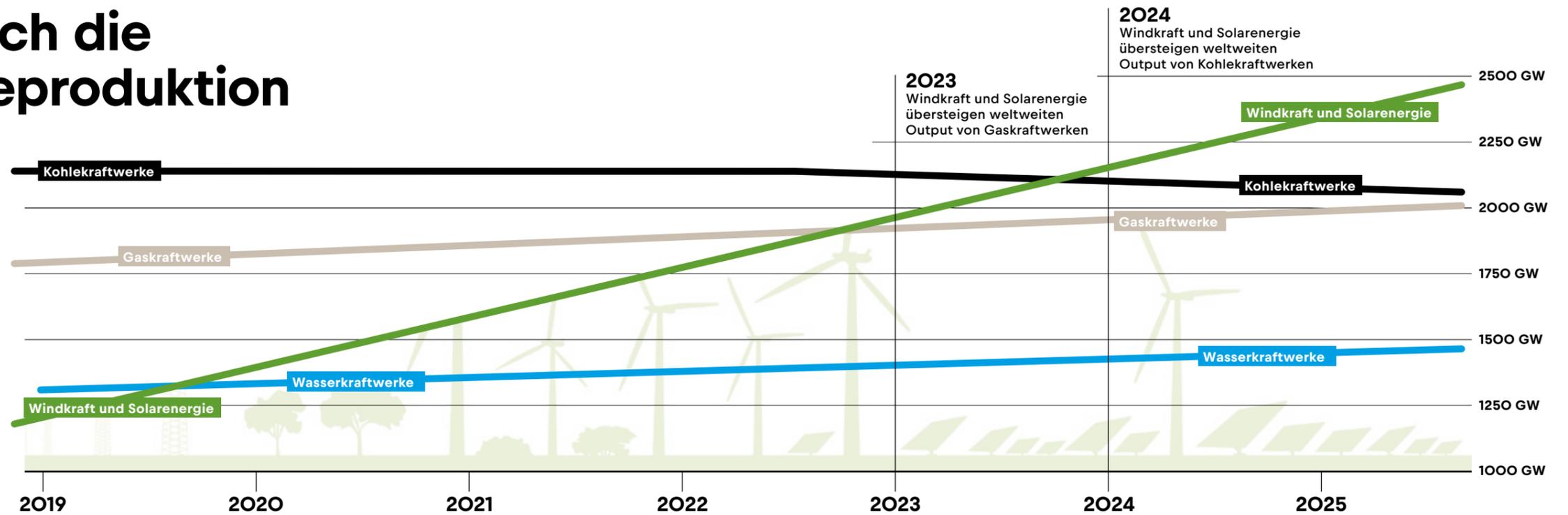
**Peter Weinelt, 54,** Generaldirektor-Stellvertreter der Wiener Stadtwerke, bleibt für weitere fünf Jahre Obmann im Fachverband Gas Wärme (FGW). Als Stellvertreter wurden EVN-Vorstandssprecher Stefan Szyszkowitz und Wiener-Netze-Geschäftsführer Gerhard Fida bestätigt.



**Alfons Haber, 48,** ist ab März 2021 neuer Vorstand der E-Control. Haber, der derzeit eine Professur für Netz und Systemintegration an der Uni Landshut innehat, übernimmt dabei die Aufgaben von Andreas Eigenbauer. Der Vertrag von E-Control-Vorstand Wolfgang Urbantschitsch wurde für weitere fünf Jahre verlängert.

# So verändert sich die globale Energieproduktion

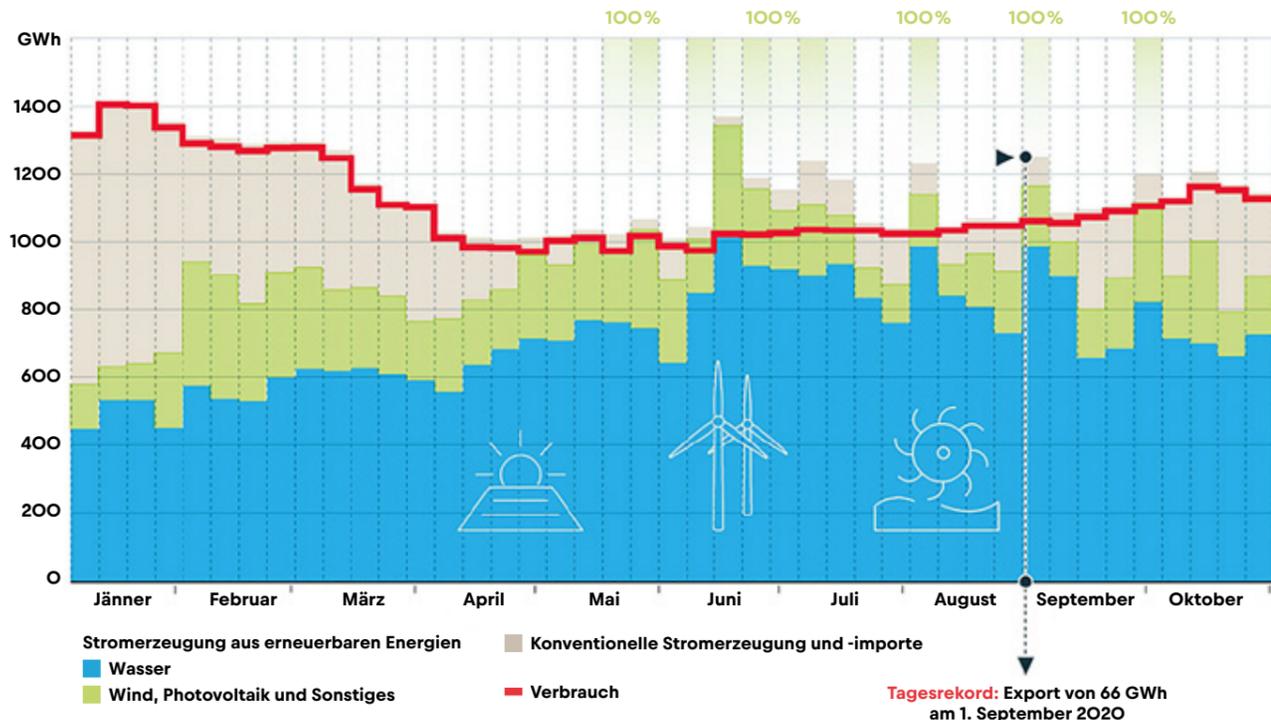
Fast 95 Prozent des Wachstums der globalen Stromproduktion bis 2025 entfällt auf Erneuerbare, prognostiziert die Weltenergieorganisation IEA im World Energy Outlook 2020. Schon im Jahr 2023 soll die weltweite Wind- und Sonnenenergieproduktion jene von Gaskraftwerken, im Jahr 2024 auch jene von Kohlekraftwerken übersteigen. Wasserkraft wird bis 2025 weiterhin wichtigste einzelne erneuerbare Stromquelle bleiben, so das Fazit der IEA.



Quelle: IEA (2020), World Energy Outlook 2020

## Österreich ist auf einem guten Weg ...

Durch den stark wachsenden Anteil erneuerbarer Energiequellen erreicht Österreich bereits jetzt in manchen Wochen im Frühjahr und Sommer das 100-Prozent-Ziel. Im Herbst wurde die heimische Ökobilanz zusätzlich durch die gute Wasserführung der Donau (tageweise über 40 Prozent über dem Schnitt) aufgepoliert.

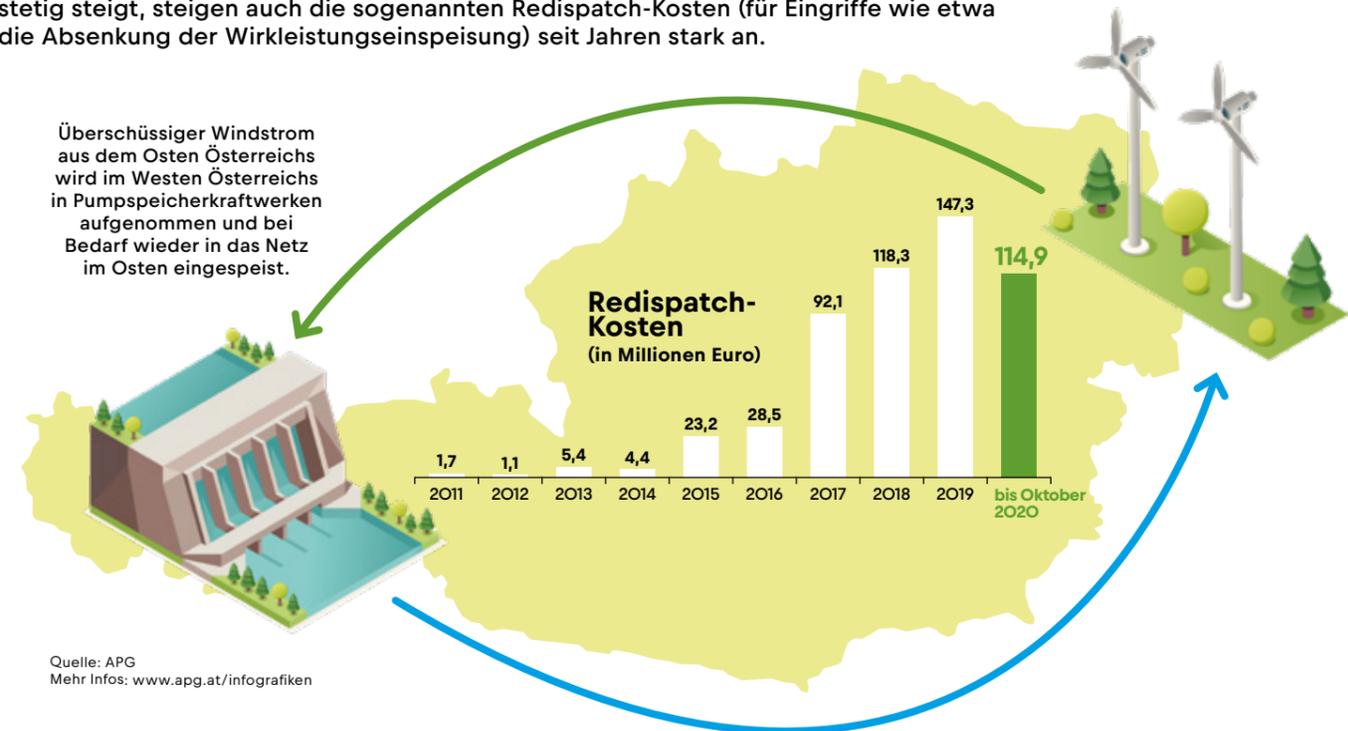


Tagesrekord: Export von 66 GWh am 1. September 2020

## ... oder doch noch nicht?

Ein gravierendes Problem wird in der Grafik links sichtbar: Selbst an Tagen, an denen erneuerbare Energie im Überfluss produziert (und sogar exportiert, wie am 1.9.2020) wird, muss auf konventionelle Erzeugung aus Gaskraftwerken zurückgegriffen werden.

Noch kann die Netzinfrastruktur zwischen Ost- und Westösterreich die regional unterschiedlichen Produktionskapazitäten nicht ausgleichen. Weil der Anteil erneuerbarer Energiequellen stetig steigt, steigen auch die sogenannten Redispatch-Kosten (für Eingriffe wie etwa die Absenkung der Wirkleistungseinspeisung) seit Jahren stark an.



Quelle: APG  
Mehr Infos: [www.apg.at/infografiken](http://www.apg.at/infografiken)

## WORK IN PROGRESS

**EAG-Paket.** Im Parlament muss die Bundesregierung eine Zweidrittelmehrheit für die künftige Ökostromförderung finden. Sowohl mit Sozialdemokraten als auch mit den Freiheitlichen ginge sich eine solche im National- und Bundesrat aus. Doch angestrebt wird sogar Einstimmigkeit. Und: Noch fehlt die Zustimmung der EU-Kommission.

**Baustelle Parlament:** Mit den Oppositionsparteien muss eine Zweidrittelmehrheit gefunden werden, auch weil der Bundesrat das EAG-Paket nicht nur verzögern, sondern sogar verhindern kann.



**Knackpunkt Konsens:** Die Regierung wünscht sich die Einbindung der Energiewirtschaft und eine breite Mehrheit, möglichst einstimmig.



**Knackpunkt Versorgungssicherheit:** Die FPÖ will Ausgewogenheit von Leistbarkeit, Ökologie und Versorgungssicherheit.

## Die Position von Oesterreichs Energie

- EAG rasch beschließen
- Zusätzliche ökologische Kriterien in der Wasserkraft vermeiden
- Energiegemeinschaften auf die lokale Ebene beschränken
- Beste Bedingungen für Wind- und PV-Ausbau schaffen
- Notwendige Investitionen in die Netze berücksichtigen

Unsere vollständige Stellungnahme finden Sie unter <https://oesterreichs-energie.at/stellungnahmen.html>

**A**uf dem Weg zum Beschluss des Pakets um das Erneuerbare-Ausbau-Gesetz (EAG-Paket) hat die Regierungskoalition aus ÖVP und Grünen noch einige Hürden zu nehmen. Zunächst muss das Paket seitens der EU-Kommission genehmigt werden. In der Sache geht es um die Einhaltung der Leitlinien zu den staatlichen Umweltbeihilfen. Gespräche zwischen der Regierung und der Kommission sind seit Monaten im Gang. Die Kommission legte Energie- und Klimaministerin Leonore Gewessler einen umfangreichen Fragenkatalog vor, den es mit aller Sorgfalt abuarbeiten gilt. Und bevor die Ministerin das Placet der Kommission sicher in ihrem Hause weiß, ergibt es keinen Sinn, den Nationalrat mit dem Paket zu befassen. Stimmt die EU-Kommission dem Paket zu, kann dieses im Parlament endverhandelt und beschlossen werden. Für den Beschluss ist eine Zweidrittelmehrheit in beiden Kammern, dem Nationalrat und dem Bundesrat, notwendig, weil mit dem EAG-Paket in die Kompetenzen der Bundesländer eingegriffen wird. Das aber bedeutet, dass der Bundesrat als „Länderkammer“

### Die Energiesprecher der Regierungskoalition



#### Tanja Graf

Bereichssprecherin der ÖVP für Energie, Abgeordnete zum Nationalrat seit 2017, geboren 1975 in Wien

**Beruf:** Unternehmerin im Personal-dienstleistungsbereich; Bürokauffrau; Abschluss in „Zertifizierter Leadership Competence“ der University of Salzburg Business School

**Wichtigstes Anliegen beim EAG-Paket:** Beschluss des Pakets mit breiter Mehrheit, nach Möglichkeit einstimmig; Ein weiteres wichtiges Anliegen ist der ÖVP die Einbindung der (Energie-)Wirtschaft, der Bundesländer und der Bevölkerung in die Umsetzung des Pakets

**No-go:** Scheitern des EAG-Pakets



#### Lukas Hammer

Bereichssprecher der Grünen für Klimaschutz und Energie, Abgeordneter zum Nationalrat seit 2019, geboren 1983 in Wien

**Beruf:** Abgeordneter zum Nationalrat; Studienabschluss in Politikwissenschaft; 2009–2011 European Environmental Bureau (EEB) und EU Verbraucherschutzverband (BEUC), Umweltreferent Grüner Parlamentsklub 2011–2017, Umweltpolitischer Sprecher Greenpeace CEE 2017–2019

**Wichtigstes Anliegen beim EAG-Paket:** baldiger Beschluss des Pakets mit breiter Mehrheit, nach Möglichkeit einstimmig

**No-go:** Scheitern des EAG-Pakets; Skepsis besteht seitens der Grünen auch hinsichtlich der Bereitstellung von Ökostrom-Fördermitteln aus dem Budget und damit hinsichtlich Eingriffsmöglichkeiten des Finanzministers

### Die Energiesprecher der Opposition



#### Alois Schroll

Bereichssprecher der SPÖ für Energie, Abgeordneter zum Nationalrat seit 2019, geboren 1968 in Amstetten (Niederösterreich)

**Beruf:** Bürgermeister der Stadtgemeinde Ybbs an der Donau; ausgebildeter Maschinenbauer und Elektrotechniker, diesbezüglich Berufserfahrung beim Verbund

**Wichtigstes Anliegen beim EAG-Paket:** Deckelung des Ökostromförderbeitrags für Haushalte und der Gesamtförderhöhe mit einer Milliarde Euro im Dreijahresdurchschnitt und ein sozial gerechtes und funktionierendes System, in dem die drei Eckpunkte Versorgungssicherheit, Leistbarkeit und Nachhaltigkeit im Mittelpunkt stehen

**No-go:** Erhöhung der vorgesehenen Fördermittel über eine Milliarde Euro hinaus per Beschluss im Hauptausschuss des Nationalrats



#### Axel Kassegger

Bereichssprecher der FPÖ für Energie und Außenpolitik, Abgeordneter zum Nationalrat seit 2013, geboren 1966 in Friesach (Kärnten)

**Beruf:** Unternehmer und Hochschullehrer; Studium der Betriebswirtschaft sowie der Sport- und der Rechtswissenschaft, promovierter Jurist; Milizoffizier im Brigadiersrang

**Wichtigstes Anliegen beim EAG-Paket:** Ausgewogenheit zwischen Ökologie, Versorgungssicherheit und Leistbarkeit

**No-go:** Erhöhung der vorgesehenen Fördermittel über eine Milliarde Euro hinaus per Beschluss im Hauptausschuss des Nationalrats (vgl. SPÖ)



#### Josef Schellhorn

Bereichssprecher der NEOS für Energie, Kultur, Tourismus, Wirtschaft und Industrie, Abgeordneter zum Nationalrat seit 2014, geboren 1967 in Schwarzach im Pongau (Salzburg)

**Beruf:** Hotelier; Absolvent der Hotelfachschule Bad Hofgastein; 2003 bis 2013 Präsident der Österreichischen Hotelierversammlung

**Wichtigstes Anliegen beim EAG-Paket:** „strategische“ Weichenstellungen für den Infrastrukturausbau im Zusammenhang mit der Energiewende (Netze, Speicher); weiterer Wunsch im Zusammenhang mit dem Ökostrom-Ausbau: „Bundes-Raumordnungs-Rahmengesetz“

**No-go:** Bisher kein No-go bekannt gegeben



**Knackpunkt Infrastruktur:** Die NEOS fordern strategische Weichenstellungen für den Infrastrukturausbau im Bereich Netze und Speicher.



**Knackpunkt Ökostromförderbeitrag:** Die SPÖ fordert eine Deckelung für Haushalte auf 100 Euro.

das Inkrafttreten des Pakets nicht nur verzögern, sondern verhindern kann. Und gerade die ÖVP dürfte sich noch gut daran erinnern, dass am 14. Februar 2019 „ihre“ damalige Energieministerin Elisabeth Köstinger mit einer „kleinen“ Novelle zum Ökostromgesetz im Bundesrat scheiterte und damit Geschichte schrieb: Es handelte sich um den ersten solchen Fall in der Zweiten Republik.

Seitens der Regierung wird angestrebt, den endgültigen Entwurf des EAG-Pakets dem Parlament noch vor Weihnachten zu übermitteln und im ersten Quartal 2021 zu einem Beschluss zu kommen.

„Rot“ oder „blau“? Auf der Suche nach der nötigen Zweidrittelmehrheit hat die Regierung im Parlament grundsätzlich die Wahl: Sowohl mit den Sozialdemokraten als auch mit den Freiheitlichen ginge sich eine solche Mehrheit im Nationalrat und im Bundesrat aus. Mit der SPÖ käme die Koalition im Nationalrat auf 137 Mandate und damit auf 15 mehr als die erforderlichen 122. Im Bundesrat hätte eine solche Konstellation 49 Abgeordnete hinter sich, notwendig wären 41. Etwas knapper würde es mit der FPÖ: Im Nationalrat käme die Koalition zusammen mit den Freiheitlichen auf 127 Mandate, um fünf mehr als nötig. Im Bundesrat könnte die FPÖ der ÖVP und den Grünen zu einer „Punktlan-

zung“ auf die notwendigen 41 Mandate verhelfen. Sich allein mit den NEOS zusammenzutun, brächte den Koalitionären dagegen nichts: Im Bundesrat sind diese überhaupt nicht vertreten, im Nationalrat sind sie mit 15 Mandaten zu schwach, um eine Zweidrittelmehrheit zu liefern. Gemeinsam kämen die drei Parteien nur auf 112 Mandate und würden das Quorum somit um zehn Mandate verfehlen.

Allerdings betont der Energiesprecher der Grünen im Nationalrat, Lukas Hammer, immer wieder, die Koalition strebe einen einstimmigen Beschluss an. Seine Partei und die ÖVP seien grundsätzlich bereit, etwas länger zu verhandeln, wenn am Ende „ein guter Kompromiss“ stehe. Den Wünschen der E-Wirtschaft steht Hammer aufgeschlossen gegenüber. Ähnlich argumentiert ÖVP-Energiesprecherin Tanja Graf, die bei der Umsetzung des EAG-Pakets auf ein gedeihliches Zusammenwirken des Bundes, der Länder, der Energieunternehmen und der übrigen Wirtschaft hofft. Ihrerseits lassen Vertreter der Opposition wissen, sie seien zu sachorientierten Verhandlungen gerne bereit. „Unsere Hände sind weit ausgestreckt“, bekundet etwa SPÖ-Energiesprecher Alois Schroll.

**Soziales und Grundsätzliches**  
Und Schroll hat namens seiner Partei bereits einige Forderungen formuliert.

Insbesondere möchte er die Ökostromförderkosten für die Haushalte auf 100 Euro pro Jahr begrenzen. Allfällige darüber hinaus nötige Mittel sollen aus dem Budget kommen. Die Gesamthöhe der Förderungen ist – wie im EAG-Paket ohnehin geplant – mit einer Milliarde Euro pro Jahr, gerechnet über einen Dreijahreszeitraum hinweg, zu deckeln. Eine eventuell nötige Erhöhung der Mittel solle laut Schroll allerdings im Plenum mit Zweidrittelmehrheit beschlossen werden. Einen solchen Beschluss im Hauptausschuss des Nationalrats mit einfacher Mehrheit zu fassen, wie dies im EAG-Paket vorgesehen ist, kommt für die SPÖ ebenso wenig in Frage wie für die FPÖ.

Der Energiesprecher der Freiheitlichen, Axel Kassegger, gibt sich vor Beginn der Verhandlungen zurückhaltend, was die Wünsche seiner Partei betrifft. Er kritisiert, das Paket betone die Ökologisierung des Energiesystems zu stark. Die zumindest ebenso wichtige Versorgungssicherheit sowie die Leistbarkeit der Energieversorgung würden dagegen zu wenig berücksichtigt. Außerdem möchte Kassegger das Thema Sektorenkoppelung im EAG-Paket stärker gewichten als bisher.

Die NEOS halten den Entwurf des EAG-Pakets für eine brauchbare Diskussionsgrundlage. Allerdings seien laut Energiesprecher Josef Schellhorn noch manche Präzisierungen zu tref-

fen, etwa hinsichtlich der Energiegemeinschaften. Geklärt werden müsse beispielsweise, welche Rolle diese für die Energieversorgung spielen und wie sie in die Stromnetze integriert werden sollen. Darüber hinaus gelte es, „strategische Weichenstellungen“ zu treffen, um die Infrastrukturen für die Energiewende zu schaffen, insbesondere für Netze und Speicher. Dazu wünscht Schellhorn unter anderem ein „Bundes-Raumordnungs-Rahmengesetz“.



## EU-Rahmen für die Ökostromförderung

Die Ökostromförderung in ihrer derzeitigen Form wurde mit dem Ökostromgesetz 2012 beschlossen. Sie wurde von der Europäischen Kommission für zehn Jahre, also bis Ende 2022, genehmigt. Mit Ablauf dieser Frist muss Österreich ein neues Fördersystem einführen, das den Leitlinien der EU für staatliche Umweltschutzbeihilfen entspricht. Diese schreiben unter anderem vor, die Fördermittel grundsätzlich per Ausschreibung zu vergeben. Nur in Ausnahmefällen darf davon abgewichen werden. Ob das EAG-Paket dieser Anforderung entspricht, ist umstritten.



Ihr Partner der Energiewirtschaft mit  
Produkten aus dem Bereich der  
Energieverteilung

- Kunststoffkabel 1 bis 36 kV
- Kabelgarnituren - Raychem
- Kabelschutzmaterial
- Hauff-Technik Kabel- u. Rohrdurchführungen
- Horstmann-Kurzschlussanzeiger
- Lemp-Werkzeuge 1000 V isoliert
- Schaltanlagen (SF6) **NEU!**
- Guro-Mastklemmkästen
- Verbindungstechnik
- Flach- u. Runderder
- Seile u. Fahrdrähte
- Mastfüße u. Zubehör
- Freileitungsmaterial
- Stromzähler (Smart Meter)
- Verteilerschränke u. Zubehör
- Sowie weitere Energieverteilungsprodukte und Zubehör



Tel: + 43 (0)1 405 15 97

office@ege.at

1090 Wien, Hebragasse 2

**www.ege.at**

## Das kostet der EAG-Netzausbau

Österreichs Netze sind auf die Schwankungen, die Photovoltaik, Windkraft und vor allem die sich rasant entwickelnde E-Mobilität mit sich bringen, nicht vorbereitet. Drei Szenarien zu Investitionsnotwendigkeiten – und wie die Kosten gesenkt werden könnten.

Die Veränderungen kommen rasch, und sie werden massiv sein. Dekarbonisierung der Energieerzeugung, Elektrifizierung vor allem der Mobilität, Demokratisierung und Flexibilisierung des Marktes – all dies wird die Energiebranche transformieren. Die ambitionierten Ziele der mission2030 haben diese Entwicklungen in Zielwerte gegossen. So soll die elektrische Energieversorgung bis 2030 vollständig auf erneuerbare Erzeugung umgestellt sein und der Anteil elektrisch betriebener Pkw bis zu 30 Prozent erreichen.

Die Belastung der Übertragungs- und Verteilernetze wird dadurch signifikant steigen. Bestehende Netzstrukturen werden die neuen Anlagen und

Technologien allerdings nur zum Teil integrieren können. Die Netze müssen also ertüchtigt werden – der Frage, was das kostet, geht nun erstmals eine brandaktuelle Studie der österreichischen Netzplaner nach.

### Methodischer Meilenstein

Betrachtet werden dabei ausschließlich mögliche Effekte von Elektromobilität (EV) und Photovoltaik (PV) – also jener Technologien, bei denen in den kommenden Jahren die größte Wirkung auf die Verteilernetze erwartet wird.

Die Studie ist methodisch durchaus ein Meilenstein: Erstmals wurde der Netzausbaubedarf für die Umsetzung aktueller politischer Ziele für EV und PV für ganz Österreich anhand

einer gemeinsamen Vorgehensweise durch die Netzbetreiber aller Bundesländer für die kommenden zehn Jahre abgeschätzt. Angesichts deren Heterogenität mussten zunächst harmonisierte Berechnungsansätze und Szenarien erarbeitet werden, um Netzsimulationen durchführen zu können.

Die Studie wurde von Österreichs Energie organisiert, an der Ausarbeitung nahmen unterschiedliche Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreiber teil. AIT, FH Vorarlberg und die Montanuniversität Leoben bildeten einen wissenschaftlichen Beirat. Die Studienautoren haben drei Szenarien berechnet, wie sich Netzausbaubedarf und damit verbundene Kosten entwickeln dürften. Die Zusatzkosten sind in die Regelinvestitionskosten teilüberlappend eingerechnet. Die Zusatzkosten für EV und PV überlappen sich ebenfalls und dürfen nicht ungekürzt addiert werden. Auch bei einer Kombination der drei Szenarien ist 1:1-Addition nicht zulässig. Eine Überlappung der Kosten für EV und PV hängt von der Inhomogenität deren Örtlichkeit im Netz sowie deren Höhe, Eintritt und Gleichzeitigkeit der jeweiligen Beanspruchung ab. Stark wirkt sich jedenfalls aus, welche Entwicklung wie dynamisch erfolgt – und ob zeitgleich mit der anderen.

### Szenario 1: „EV10“

Annahme: Die E-Mobilität erreicht bis 2030 einen Anteil von zehn Prozent aller Pkw.

Schon in diesem Szenario ist der Bedarf an Netzverstärkungen oder Netzausbau beträchtlich. Vor allem in ländlichen Niederspannungsnetzabschnitten ergeben die Berechnungsergebnisse, dass Spannungsgrenzwerte an einzelnen Netzknoten unterschritten, aber auch thermische Grenzwerte bei den MS/NS-Transformatoren überschritten werden. Zum Teil werden in diesem Szenario auch in städtischen Netzabschnitten Grenzwertverletzungen erwartet.

Auch in einzelnen Mittelspannungsnetzabschnitten kommt es beim Szenario „EV10“ bereits zum Erfordernis von Netzmaßnahmen. Im Hochspannungsnetz wären vereinzelt Verstärkungsmaßnahmen bei den Umspannern von Hoch- auf Mittelspannung erforderlich. Bei einigen wenigen Leitungsabschnitten, die bereits heute sehr ausgelastet sind, werden bei diesem Szenario ebenfalls Maßnahmen erforderlich.

**Geschätzter zusätzlicher Investitionsbedarf bis 2030: +0,9 Milliarden Euro (+ 8 Prozent) bezogen auf die Regelinvestitionskosten.**

### Szenario 2: „EV30“

Annahme: Die E-Mobilität erreicht bis 2030 einen Anteil von 30 Prozent aller Pkw.

In diesem Szenario (Ziel im Regierungsprogramm 2020) zeigt sich ein Bedarf für Netzverstärkungen beziehungsweise Netzausbau in einer Vielzahl von Ortsnetzen. Sowohl in ländlichen als auch in städtischen Netzabschnitten sind Maßnahmen in Form von Netzverstärkungen und Tausch von Transformatoren erforderlich. Zusätzlich ist ein erheblicher Bedarf an neuen Ortsnetzstationen gegeben, um die benötigten Leistungen unter Einhaltung aller Spannungsgrenzwerte und thermischen Grenzwerte zur Verfügung zu stellen.

In den Mittelspannungsnetzen führt dieses Szenario zu einer deutlichen Steigerung der Auslastung und damit in vielen Netzab-

schnitten zu erforderlichen Netzverstärkungen bzw. Netzneubauten. Teilweise sind die Leistungsanforderungen durch Maßnahmen allein auf der Mittelspannungsebene nicht mehr zu beherrschen, und neue Umspannwerke werden zur Abstützung des Mittelspannungsnetzes aus dem Hochspannungsnetz nötig. Außer dem Bau neuer Umspannwerke sind zusätzliche bzw. leistungsstärkere Umspanner in den bestehenden Umspannwerken erforderlich. Auch im Hochspannungsleitungsnetz zeigt sich ein deutlicher Bedarf an Verstärkungsmaßnahmen

**Geschätzter zusätzlicher Investitionsbedarf bis 2030: +4,3 Milliarden Euro (+ 41 Prozent) bezogen auf die Regelinvestitionskosten.**

**„Erstmals wurde der Netzausbaubedarf für die Umsetzung aktueller politischer Ziele für EV und PV für ganz Österreich für die kommenden zehn Jahre abgeschätzt.“**



### Szenario 3: „PV2030“

Annahme: Der Photovoltaik-Bestand wird sich von 2020 bis 2030 verachtfachen.

Das Szenario „PV2030“ (Ziel im Regierungsprogramm 2020) zeigt aufgrund der anzunehmenden Gleichzeitigkeit einen hohen Bedarf an Netzverstärkungen/Netzausbau. Wiederum besteht vor allem bei ländlichen Niederspannungsnetzabschnitten erheblicher Handlungsbedarf. Zur Vermeidung der Grenzwertverletzungen sind entsprechende Netzmaßnahmen erforderlich. Bei der Überlastung des MS/NS-Transformators erfolgt die Verstärkung wiederum in Form eines Tausches des Transformators auf einen Transformator mit höherer Nennleistung.

Ein Teil der Photovoltaikanlagen ist in diesem Szenario direkt im Mittelspannungsnetz angeschlossen. Weiters kommt es zu vermehrten Rückspeisungen von der Niederspannungs- in die Mittelspannungsebene, wodurch auch

in den Mittelspannungsnetzen der Bedarf für zusätzliche Netzmaßnahmen entsteht. Wo eine konventionelle Netzverstärkung bzw. Netzausbau nicht genügt, kann dieses Szenario auch zum Erfordernis von neuen Umspannwerken, zum Neubau sowie Erweiterung bestehender MS-Schaltanlagen in Umspannwerken sowie zu erforderlichen Aufteilungen bestehender MS-Abzweige im Normalschalt- und im Ersatzversorgungszustand inklusive notwendiger Erdschlusslöschspulen führen.

Auch das Szenario „PV2030“ führt im Hochspannungsnetz zu erforderlichen Investitionen. Teilweise sind Verstärkungsmaßnahmen bei den Umspannern von Hoch- auf Mittelspannung sowie von Hochspannungsleitungen erforderlich.

**Geschätzter zusätzlicher Investitionsbedarf bis 2030: +2,8 Milliarden Euro (+ 27 Prozent) bezogen auf die Regelinvestitionskosten.**

### Wie lassen sich die Investitionskosten dämpfen?

Sehr grob abgeschätzt kann man in einer ersten Näherung von Zusatzkosten für die Umsetzung der Regierungsziele in den österreichischen Stromnetzen von rund 50 Prozent in den kommenden zehn Jahren ausgehen. Damit hat sich für die Experten sofort die Frage nach Dämpfungsmöglichkeiten dieser Zusatzkosten gestellt, da sich die Netzbetreiber einer volkswirtschaftlichen Optimierung verpflichtet fühlen. Aus einer Reihe anderer Empfehlungen stechen vor allem vier wegen überdurchschnittlicher Wirksamkeit deutlich hervor:

**1** Einführung einer spürbaren Leistungspreiskomponente in den Netztarifen, um eine maßvolle Nutzung der wertvollen Netzreserven zu beanreiben. Hier wird eine sehr hohe Wirkung erwartet, was auch vom Regulator gleich eingeschätzt wird.

**2** Rechtskonforme Nutzung der Daten aus intelligenten Messgeräten (Smart Meter). Es wäre unverständlich, aus einer nationalen Investition von etwa zwei Milliarden Euro das Potenzial für eine belastbare Netzreservenbewirtschaftung nicht zu heben. Bei Einführung von Smart Metern für Österreich war noch keine Rede von E-Mobilität. Aufgrund der Aktualität ist nun die Rechtsgrundlage anzupassen. Hier winken ebenfalls beträchtliche Dämpfungseffekte.

**3** Begrenzung der Einspeisung von PV-Anlagen auf 70 Prozent der Kilowattpeakleistung, ähnlich wie in Deutschland. Bis zu einer mittleren Größe von z. B. 30 Kilowattpeak sind kurzzeitige Spitzenwerte des Rückflusses ins Netz zu begrenzen, um die wertvollen Netzreserven für andere Anlagen (ganzjährig wirksam, aber nur kurz auftretend) nicht zu blockieren.

**4** Die Netzbetreiber brauchen für die Steuerung eines wirtschaftlichen Netzbetriebs gewisse rechtliche Möglichkeiten, um eine Leistungsbeeinflussung der Energieflüsse in den Netzen zu lenken. Zusätzliche Leistungsspitzen müssen immer durch meist kostenintensiven Netzausbau beherrscht werden. Je gleichmäßiger die Energieflüsse gehalten werden können, desto länger reicht das Bestandsnetz auch für die zukünftigen Aufgaben. Dies wurde schon jahrzehntelang mittels Rundsteuerung und Schaltuhren praktiziert und ist nun verstärkt sinnvoll.

Wenn komplette Lebensbereiche wie Mobilität und Raumwärme (Wärmepumpen) von fossilen Energieträgern zum Strom kommen sollen, benötigen die Netzbetreiber die Unterstützung und das Verständnis von Politik und Kunden, um die Zusatzaufgaben möglichst kosteneffizient erfüllen zu können. Am Gelingen dieser Riesenaufgabe selbst zweifeln die österreichischen Netzbetreiber aber nicht im geringsten.



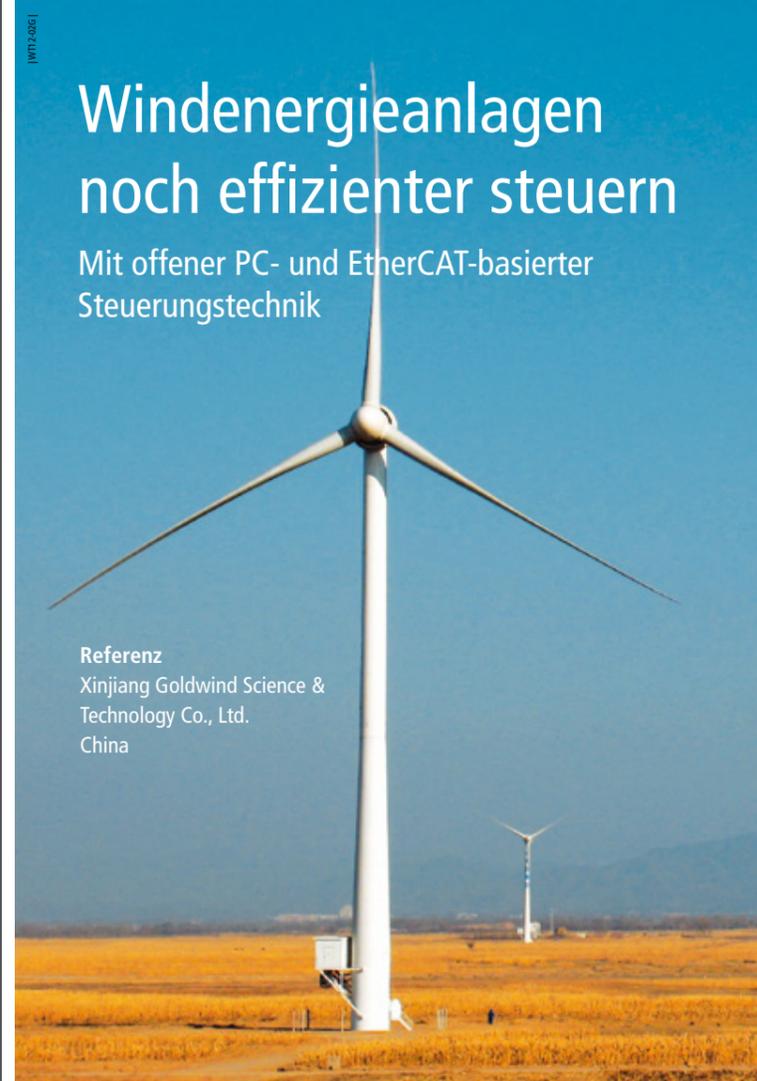
Die detaillierte Studie „Netzberechnungen Österreich. Netzkosten Regierungsziele 2020-2030“ ist abrufbar unter [oesterreichsenergie.at/daten-grafiken.html](http://oesterreichsenergie.at/daten-grafiken.html)



ILLUSTRATIONEN: ADDIE STOCK

# Windenergieanlagen noch effizienter steuern

Mit offener PC- und EtherCAT-basierter Steuerungstechnik



Referenz  
Xinjiang Goldwind Science & Technology Co., Ltd.  
China

[www.beckhoff.at/wind](http://www.beckhoff.at/wind)

Die PC- und EtherCAT-basierte Steuerungstechnik von Beckhoff ist weltweit auf über 40.000 Windenergieanlagen bis zu einer Größe von 5 MW im Einsatz – sowohl On- als auch Offshore. Der hohe Integrationsgrad sowie die Nutzung von IT- und Automatisierungsstandards machen die PC-basierte Steuerungstechnik zu einer leistungsstarken und effizienten Lösung, die alle Funktionen auf einer einheitlichen Hard- und Softwareplattform vereint: Betriebsführung, Pitchregelung, Umrichter-, Getriebe- und Bremsenansteuerung, Visualisierung bis zur Parkvernetzung. Die offene Steuerungstechnologie ermöglicht es, weitere Funktionen, wie Sicherheitstechnik oder Condition Monitoring, direkt in die Standardsteuerung zu integrieren – unser effizienter Beitrag zur Energiewende.

		
Skalierbare Steuerungstechnik	Modulare I/O-Busklemmen	Modulare Software-Bibliotheken

# Netzreserve: Unverzichtbar und ausbaufähig

## Was ist Netzreserve?

Die Netzreserve besteht im Wesentlichen aus jederzeit verfügbaren Kraftwerken wie Gaskraftwerken und Kraft-Wärme-Kopplungen. Sie dient dazu, die schwankende Stromerzeugung mit Windparks und Photovoltaikanlagen auszugleichen, die die Stromnetze belastet. Netzbelastungen ergeben sich weiters durch den zunehmenden Stromhandel auch über Staatsgrenzen hinweg und können durch die Netzreserve ebenfalls kompensiert werden.

**Gaskraftwerke und KWK-Anlagen werden auch in Zukunft die schwankende Stromerzeugung Erneuerbarer ausgleichen müssen. Die Regeln zum Vorhalten dieser Kraftwerke wurden aus dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz herausgelöst im November beschlossen. Doch die E-Wirtschaft warnt: Langfristig reichen die Investitionsanreize nicht.**

**A**uch wenn das Paket um das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG-Paket) leider nicht wie geplant mit 1. Jänner 2021 in Kraft tritt, ist für Österreichs Energie klar: Grundsätzlich sind die kalkulierten Bestimmungen in weiten Teilen positiv zu sehen. Laut der Stellungnahme des E-Wirtschaftsverbands im Begutachtungsverfahren schaffe das Paket „einen geeigneten Rahmen für die Umsetzung der Energiewende und wird ein Investitionsprogramm auslösen, das nicht nur für den Klimaschutz, sondern auch für die Konjunkturbelebung einen wichtigen Impuls setzt“. Begrüßt werden nicht zuletzt die variablen, technologiespezifischen Marktprämien für die Ökostromförderung, die Investitions- und Planungssicherheit bieten – ein zentrales Anliegen der E-Wirtschaft.

Allerdings warnt Österreichs Energie: Der Ausbau der „Erneuerbaren“ darf

die Versorgungssicherheit keinesfalls gefährden. Bekanntlich hat der Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) bis 30. September 2021 hocheffiziente thermische Kraftwerke, vor allem Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK), mit insgesamt 3.600 Megawatt (MW) zur Netzstützung unter Vertrag. Auch besteht die Option, die diesbezüglich von der Regulierungsbehörde E-Control genehmigten Verträge bis 30. September 2023 zu verlängern. Doch die EU-Kommission hat Bedenken hinsichtlich der Vereinbarkeit dieses Modells mit dem europäischen Wettbewerbsrecht und forderte Österreich auf, eine „marktbasiertere“ Regelung einzuführen.

Notwendig ist eine Netzreserve umso mehr, als bis 2030 die Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien um 50 Prozent bzw. 27 Terawattstunden (TWh) gesteigert werden soll. Von diesen entfallen 11 TWh auf die Photovoltaik (PV) und 10 auf die Windkraft – Technologien, deren Stromproduktion witterungsbedingt stark schwankt und

**Systemrelevante Kraftwerke:**  
Im Wärmekraftwerk Theiß, das bei zu geringer Produktion erneuerbarer Energiequellen hinzugeschaltet werden soll, installierte die EVN im Sommer eine neue Turbine. Wegen der Unklarheiten um die Netzreserve wurde es präventiv zur Stilllegung per 1. Oktober 2021 angemeldet.

damit die Netze massiv belastet. Ohne flexible Gaskraftwerke und KWK ist eine zuverlässige Stromversorgung daher auf absehbare Zeit unmöglich.

Nicht zuletzt aus diesen Gründen wurden die Regelungen zur Netzreserve aus dem EAG-Paket herausgelöst (Kasten: Die neue Netzreserve). Sie sollen noch vor Jahresende im Parlament beschlossen werden und zeitgerecht mit 1. Jänner 2021 in Kraft treten. Bei ihrem Vortrag bei der Sitzung der Bundesregierung am 18. November konstatierte Klima- und Energieministerin Leonore Gewessler: „Mit der vorliegenden Novelle des ELWOG 2010 wird eine tragfähige Lösung geschaffen, um die notwendige Netzstabilität und Versorgungssicherheit auch für die Zukunft zu gewährleisten.“ Ob dies durch das gewählte und von der EU-Kommission geforderte Modell erreicht werden kann, wird sich erst weisen.

## KWK unverzichtbar

Der stellvertretende Generaldirektor des Verbunds, Michael Strugl, begrüßt das Vorziehen der Neuregelung der Netzreserve: „Da die aktuellen Bestimmungen bereits im Herbst 2021 auslaufen, besteht bei diesem Thema dringender Handlungsbedarf.“ Die Details der Regierungsvorlage müsse der Verbund noch untersuchen. Jedenfalls sei es notwendig, den wirtschaftlichen Betrieb jener Kraftwerke zu ermöglichen, die für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität und Versorgungssicherheit unerlässlich seien. Gerade gasbetriebene KWK seien bis auf Weiteres unverzichtbar. Und Strugl fügt hinzu: Um die witterungsbedingt schwankende Stromerzeugung von Windparks und PV-Anlagen auszugleichen, müssten „in den kommenden Jahren neben Erzeugungskapazitäten auch Netze und Speicher massiv ausgebaut werden. Sie ermöglichen es, das Stromsystem im Gleichgewicht zu halten.“

**„Versorgungssicherheit ist nicht alles, aber ohne Versorgungssicherheit ist alles nichts.“**

Michael Strebl,  
Geschäftsführer der Wien Energie

### Bitte keinen Bumerang

Michael Strebl, Wien Energie-Geschäftsführer und Spartensprecher Handel und Vertrieb, kommentiert die Lage so: „Versorgungssicherheit ist nicht alles, aber ohne Versorgungssicherheit ist alles nichts. Es braucht deshalb eine klare Regelung für die Netzreserve. Das impliziert eine langfristige Planungsperspektive für systemrelevante Kraftwerke, die nun immerhin von zwei auf drei Jahre angehoben wurde. Um den Strombedarf 2030 bilanziell zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen zu stemmen, müssen nicht nur viele Solaranlagen auf Dächern und Freiflächen errichtet werden. Um das schwankende Angebot von Sonne und Wind zukünftig auszugleichen und Regelenergie bereitzustellen, braucht es weiterhin hocheffiziente KWK-Anlagen. In der vorliegenden Fassung herrscht derzeit jedoch



Wartungsarbeiten im Kraftwerk Theiss: Wie lange rechnet sich das Hochfahren des Kraftwerks noch?

weiterhin kein klarer Rahmen und keine Rechtssicherheit für die Teilnahme der KWK an der Netzreserve. Das ist hochriskant. Die Einsätze zur Netzstabilisierung haben sich in den letzten Jahren verzehnfacht – auf über 200-mal im Jahr. Die KWK hat dabei ihre Eignung zur Bewältigung von Engpässen eindrucksvoll unter Beweis gestellt. KWK-Anlagen sind die umweltfreundlichste und günstigste Möglichkeit zur Bereitstellung der Netzreserve. Sie ermöglichen durch ihre permanente Verfügbar-

keit erst den Ökostromausbau, wie wir ihn erleben. Und sie stützen in den Wintermonaten das System, indem sie Millionen von Haushalten mit Wärme beliefern. Gelingt es nicht, die symbiotische Beziehung von erneuerbaren und effizienten Technologien langfristig zu erhalten, drohen Stromengpässe und damit ein immenser volkswirtschaftlicher Schaden. Damit wäre à la longue nicht nur die Strom- und Wärmeversorgung gefährdet, es bliebe auch der Klimaschutz auf der Strecke.“

## Die neue Netzreserve

**Stand: Regierungsvorlage vom 18. 11. 2020.** Die neuen Bestimmungen zur Netzreserve sind im Paragraphen 23 der Novelle zum Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (ElWOG) enthalten. Mit dieser wird – nicht zuletzt auf Forderung der EU-Kommission – ein marktbasierendes System eingeführt.

Die Novelle verpflichtet Betreiber von Kraftwerken mit einer Kapazität von mehr als 20 MW, deren vorgesehene Schließung der APG mit Stichtag 1. Oktober ein Jahr im Voraus zu melden. Die APG wiederum muss in einer durch die E-Control sowie das Klima- und Energieministerium (BMK) zu genehmigenden Analyse feststellen, wie viel an Netzreserve sie ab diesem Zeitpunkt benötigt. Ausgehend davon ist eine Ausschreibung der entsprechenden Kapazitäten

vorzunehmen. Beteiligten können sich grundsätzlich alle Kraftwerksbetreiber in Europa. Doch muss zwischen ihren Anlagen und dem österreichischen Übertragungsnetz eine „galvanische Verbindung“ bestehen, was den Anbieterkreis auf Kraftwerksbetreiber in Österreich und seinen Nachbarländern begrenzt. Auch dürfen Atomkraftwerke und thermische Kraftwerke, die mehr als 550 Gramm CO<sub>2</sub>/kWh emittieren, nicht angeboten werden. Beteiligten

könnten sich dagegen Stromverbraucher „mit einer Engpassleistung von mindestens 1 MW, die ihren Verbrauch zumindest für 12 Stunden reduzieren oder zeitlich verlagern können“. Anders als die Kraftwerksbetreiber müssen die Betreiber solcher Anlagen keine Stilllegungsmeldungen abgeben. Die APG hat aus sämtlichen Angeboten unter Anschluss der teuersten zehn Prozent einen mengenengewichteten Referenzwert zu errechnen und auf dieser

Basis die billigsten Angebote auszuwählen. Mit den Betreibern der entsprechenden Kraftwerke hat sie nach Genehmigung durch die E-Control Verträge über deren Vorhalten für maximal drei Jahre zu schließen. Reichen die Angebote nicht aus, um die benötigte Netzreserve bereitzustellen, ist eine zweite Ausschreibungsrunde durchzuführen. Dabei müssen die Interessenten billigere Angebote legen als in der ersten Runde. Genügt auch das nicht, verpflichtet die E-Control die Betreiber zur Stilllegung angemeldeter Kraftwerke, ihre Anlagen für drei Jahre vorzuhalten. Die Kosten dafür werden nur teilweise ersetzt.



## Ederer meint ... Kein Gold Plating!

Auch wenn in Zukunft Wind und Sonne den Ton angeben würden, werde die Musik im Netz spielen, sagt Brigitte Ederer.

Mit dem Gesetz zum Ausbau der erneuerbaren Energien (EAG) will Österreich einen großen und wichtigen Schritt in Richtung Energiewende setzen. Immerhin sollen so die Voraussetzungen dafür geschaffen werden, dass in naher Zukunft der gesamte Energiebedarf des Landes klimaneutral erzeugt werden kann. Das Zwischenziel bis 2030 lautet, zunächst den Strombedarf (national bilanziell) zu 100 Prozent mit erneuerbarer Energie zu decken. Die Verabschiedung des Gesetzes wurde jetzt ins Jahr 2021 verschoben, und das ist wohl gar nicht so schlecht, trotz des ehrgeizigen Zeitplans für die Energiewende. Denn es gibt im Detail noch vieles zu klären, damit die guten Ansätze des EAG-Entwurfs auch die gewünschte Wirkung in der Praxis entfalten. Schließlich werden durch das EAG große Umwälzungen in der gesamten Energiebranche ausgelöst. Vor allem auf die Verteilernetze kommt eine gewaltige Herausforderung zu: Eine große Anzahl an neuen Anlagen

**„Die Verteilernetze sind die Ermöglicher der Energiewende. Einige Punkte im EAG bezüglich der Netzbetreiber sind jedoch als überschießend einzustufen.“**

für Wind- und Sonnenenergie muss zügig ins Netz integriert werden. Dabei müssen aber auch die Netzstabilität, die Versorgungssicherheit und die Qualität der Versorgung im Auge behalten werden. Denn ob der Wind weht oder die Sonne scheint und die erwünschte klimaneutrale Energie geliefert wird, lässt sich nicht beeinflussen. Die naturgegebenen Schwankungen müssen durch entsprechend flexible Netzarchitektur und wohl auch durch netzdienliche Speicher ausgeglichen werden. Diese Veränderungen brauchen gute gesetzliche Rahmenbedingungen, nur dann können die langfristigen Investitionen in innovative Technologien getätigt werden. Wünschenswert wäre es, dass im EAG das Thema erneuerbares Gas intensiver aufgegriffen wird. Gas spielt eine entscheidende Rolle bei der Sektorkopplung, also der Vernetzung aller derzeit getrennt geregelten Sektoren des Energiesystems. Strom, Gas, Wärme und Mobilität müssen ganzheitlich betrachtet werden. Es muss regulatorisch und wirtschaftlich möglich sein, Energieformen problemlos umzuwandeln. Nur dann kann ein zur Gänze erneuerbares Energiesystem auch effizient und zuverlässig gestaltet

werden. Großes Potenzial für eine neue, dezentrale und sozusagen sanfte Energieversorgung bieten die im EAG ausdrücklich vorgesehenen Erneuerbaren-Energiegemeinschaften. Diese Idee wurde von den Verteilernetzbetreibern von Anfang an begrüßt und unterstützt, nicht zuletzt durch das Angebot vergünstigter Ortstarife, um die Netzkosten der Energiegemeinschaften gering zu halten. Mit dem System EDA für den energiewirtschaftlichen Datenaustausch haben die Netzbetreiber eine wesentliche technische Voraussetzung für die neue Vielfalt geschaffen. EDA gilt in der gesamten EU als Vorbild, auch die Politik in Österreich hat seine Bedeutung erkannt und für eine entsprechende gesetzliche Grundlage gesorgt. Was hingegen vermieden werden sollte, ist die Entstehung von parallelen Infrastrukturen – sie wären volkswirtschaftlich ineffizient und verursachen unnötige Kosten. Einige Punkte im EAG müssen als überschießend eingestuft werden. Das gilt etwa für die geplante Verpflichtung der Netzbetreiber, laufend aktuell die freien Kapazitäten bei Umspannwerken und sogar Trafostationen für zusätzliche Anschlüsse bekannt zu geben. Das lässt sich auch anders lösen. Einigermaßen hoch gegriffen wirkt zudem die Festlegung, dass Anlagen bis zu einer Grenze von 20 Kilowatt Spitzenwert in den Genuss des vereinfachten Netzzugangs kommen sollen. Um den günstigen Anschluss kleiner Anlagen zu gewährleisten, würde rund die Hälfte genügen. Auch die EU schlägt eine Grenze von 10,8 kWp vor. Ein Gold-Plating in diesem Punkt zieht nur unnötige Belastungen der Netzstabilität nach sich. Die Verteilernetze sehen sich als Ermöglicher der Energiewende, sind aber zugleich die Hüter einer kritischen Infrastruktur. Versorgungssicherheit und Verlässlichkeit müssen auch in Zeiten des Klimaschutzes unverzichtbare Säulen der heimischen Energieversorgung bleiben.

Brigitte Ederer ist Sprecherin des Forum Energiesicherheit, das 2003 anlässlich massiver Stromausfälle in Europa und den USA gegründet wurde. Ziel des Forums ist es, die Bedeutung der Energie-Infrastruktur als Schlüsselfaktor für den Wirtschafts- und Lebensstandort Österreich ins Bewusstsein zu rücken.

### „Langfristig reichen die Anreize für Ersatz- oder Neuinvestitionen nicht.“

Stefan Stallinger, technischer Vorstand der Energie AG Oberösterreich

#### Knackpunkt Kostenanerkennung

Aus Sicht des technischen Vorstands der Energie AG Oberösterreich, Stefan Stallinger, könnten mit dem Netzreserve-Modell aus dem EAG-Paket zwar „kurzfristig ausreichend Kapazitäten für die Versorgungssicherheit erhalten werden, wenn dafür einige Klarstellungen im Gesetz erfolgen, wie etwa bei der Definition der Stilllegungsmeldung. Langfristig reichen die Anreize für Ersatz- oder Neuinvestitionen nicht.“ Diese seien nur möglich, wenn sich das Preisniveau auf Großhandelsmärkten für (elektrische) Energie ändere. Weil Österreich die EU-Vorgaben sehr streng umsetzen wolle, werde das Abschließen von Verträgen mit der APG für alle Kraftwerksbetreiber voraussichtlich weniger attraktiv als bisher: „Letztlich werden wir prüfen müssen, ob ein Angebot für einen Vertrag wirtschaftlich vertretbar ist. Das hängt nicht zuletzt von der Beurteilung des Energiemarkts zum Zeitpunkt der erforderlichen Angebotsabgabe ab.“ Von einer Vollkostendeckung durch die Strommarktpreise könne derzeit trotz relativ niedriger Gaskosten keine Rede sein. Skeptisch beurteilt Stallinger auch das Stilllegungsverbot: „Der Knackpunkt ist die Kostenanerkennung, die aus heutiger Sicht noch unzureichend geregelt ist.“

#### Zukunft unsicher

Unabhängig davon, wie die Netzreserve in Zukunft geregelt wird, hält die EVN noch bis einschließlich 30. September kommenden Jahres 430 MW aus dem Kraftwerk Theiß bereit. Den Betrieb ihres 350-MW-Steinkohleblocks in Dürnrohr stellte sie im Sommer 2019 ein. Das 150-MW-Wärme-Kraftwerk Korneuburg und einzelne Erzeugungskapazitäten des insgesamt 800 MW starken Kraftwerks Theiß wurden mit 1. Oktober 2018 zur Betriebsunterbrechung angezeigt, da die



**Energiewende in den Netzen:** Bis September 2021 sind hocheffiziente thermische Kraftwerke, vor allem Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK), mit insgesamt 3.600 Megawatt (MW) zur Netzstützung unter Vertrag. Was danach kommt, ist unklar.

EVN für diese Anlagen keine Verträge zur Netzstützung im Rahmen des Engpassmanagements erhalten hat. Anders aber ist ihr Betrieb bei den derzeitigen Großhandelspreisen für Strom nicht rentabel. In Theiß selbst installierte die EVN erst im Sommer des heurigen Jahres eine neue Turbine, die mit rund 30 Millionen Euro zu Buche schlug. Bis dato ist allerdings unsicher, ob diese über September 2021 hinaus in Betrieb bleiben kann. „Aufgrund der nach wie vor bestehenden Unklarheiten hinsichtlich der künftigen Bestimmungen zur Netzreserve wurde Theiß präventiv zur Stilllegung per 1. Oktober kommenden Jahres angemeldet“, hört man aus dem Unternehmen.

#### Fast täglich Engpassmanagement

Seitens der Austrian Power Grid (APG) heißt es: „Wir begrüßen die Herauslösung der Netzreserve aus dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz im Sinne der Planbarkeit und nachhaltigen, sicheren Stromversorgung Österreichs. Rechtssicherheit für alle Akteure des Energiesystems mit Beginn 2021 ist wichtig

für den Wirtschafts- und Lebensstandard Österreich.“ In den vergangenen Jahren seien etliche thermische Kraftwerke stillgelegt worden. Das entstandene Erzeugungsdefizit im Osten Österreichs müsse oft durch hohe Importe gedeckt werden, „wodurch das Übertragungsnetz der APG zunehmend an seiner Kapazitätsgrenze betrieben wird“. Die im Rahmen der derzeitigen Bestimmungen zur Netzreserve von der APG kontrahierten Kraftwerke stünden „fast täglich“ zum Bewältigen von Engpässen im Einsatz. Für 2020 belaufen sich die Kosten dieser Notfallmaßnahmen bereits auf über 100 Millionen Euro für den Netzkunden. Das neue Beschaffungssystem sieht auch die Möglichkeit vor, mittels Demand-Side-Response – innovative Lösungen von Netzkunden zur zeitlichen Verschiebung des Stromverbrauchs – an der Netzreserve teilzunehmen. Dazu müssen auch die entsprechenden digitalen Strukturen geschaffen werden, um möglichst kundenfreundlich eine Teilnahme kleinteiliger Einheiten zu ermöglichen.

# Warum Österreich ruhig schlafen kann, wenn es dunkel wird



Mit weniger als 30 Minuten ungeplanter Versorgungsunterbrechung gehört Österreichs Stromnetz zu den sichersten der Welt. Smarte Systeme und flexible Kraftwerke gleichen Schwankungen von Verbrauch und Produktion im Sekunden-takt aus.

Weil Energie in unserer Natur liegt.

Österreichs E-Wirtschaft setzt sich ein.  
Informieren Sie sich auf [www.oesterreichsenergie.at](http://www.oesterreichsenergie.at)

**e** oesterreichs  
energie.

 Strom aus Österreich  
sicher, sauber und leistbar

## Zur Person

Wolfgang Anzengruber, 64, ist seit 2009 Vorstandschef der Verbund AG. Mit Ablauf seiner dritten Funktionsperiode übergibt er Ende 2020 das Steuerrad beim größten heimischen Stromkonzern an Michael Strügl. Der aus Steyr stammende Maschinenbauer war zuvor als Industriemanager bei Simmering Graz Pauker, ABB und Palfinger tätig. Als Vorstand der Salzburg AG sammelte der Vater dreier Töchter, der schon seine Matura-Arbeit über Kraftwerke schrieb, erstmals Erfahrungen in der E-Wirtschaft. Zwischen 2009 und 2011 und 2014 und 2017 war Anzengruber auch Präsident von Österreichs Energie.



# „Wir werden um unangenehme Fragen nicht herumkommen“

**WOLFGANG ANZENGRUBER** scheidet mit Jahresende als Verbund-Chef aus. Der langjährige Energiemanager über Visionen von Wasserstoffwirtschaft, Ärgernis mit Engpassmanagement und ein Versprechen an Ministerin Gewessler.

**Herr Anzengruber, das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz wird wohl in den nächsten Wochen beschlossen. Was sagen Sie zum Resultat des Prozesses, an dessen Entstehen Sie die letzten Jahre wahrscheinlich auch mitgewirkt haben?**

**ANZENGRUBER:** Man kann das Paket von zwei Seiten sehen. Halbvoll oder halbleer – aber grosso modo glaube ich, dass wir zufrieden sein können. Dass wir uns nicht überall in dem Paket wiederfinden konnten, liegt glaube ich in der Natur der Sache.

**Was ist gut, was weniger gut gelungen?**

Die Technologietrennung im Erzeugungsbereich ist ein Erfolg. Im Bereich der Energiegemeinschaften, die zweifellos einen wichtigen Beitrag leisten werden, sind die Ambitionen, Zugang auch in höhere Netzebenen zu gewähren, vielleicht sehr hoch. Hier müssen wir sehen, wie sich das in der Praxis bewährt, ob etwa die Vorgaben in puncto Gemeinnützigkeit nicht dazu einladen, Umgehungsstrukturen zu finden. Und wir müssen natürlich darauf achten, dass die Netze, die dahinter stehen, mit der Beanspruchung umgehen können.

**Das klingt jetzt aber eigentlich eher nach vollem als nach halbvollem Glas ...**

Der dritte Punkt – und das ist jener, mit dem wir noch nicht so zufrieden sind – ist jener des Engpassmanagements und der Netzreserve. Die Regelungen, die derzeit gefunden wurden, sind nur ein Weiterwursteln für die nächsten zwei Jahre. Die Versorgungssicherheit wird, je höher der Anteil erneuerbarer Energiequellen im Energiemix ist,

**„Wir werden auch im Bereich der Wasserstoffelektrolyse eine Kostendegression sehen, wie wir sie bei der Photovoltaik erlebt haben.“**

**Anzengruber über Produktionskosten von grünem Wasserstoff**

immer elementarer. Denn ein Scheitern konterkariert hier alles andere. **Zu Redaktionsschluss sieht es so aus, als würde die Novelle zum Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG) zur Netzreserve aus dem EAG herausgelöst und noch heuer beschlossen. Das Gesetz**

**regelt die Finanzierung von Gas-kraftwerken als Brückentechnologie. Ist es ausreichend, um langfristige Planungssicherheit für Energieversorger zu gewährleisten?**

Nein. Die Idee der Netzreserve baut darauf auf, dass man postuliert, dass es Kraftwerke gibt, die ohnehin vorhanden sind, und die man fürs Engpassmanagement nutzen kann. Das ist kurzfristig logisch und machbar – und das wird schon jahrelang so praktiziert. Mittelfristig wird man um unangenehme Antworten auf die Frage, wie man Kapazitäten auch neu schaffen kann, nicht herumkommen. Denn es wird immer weniger Kraftwerke geben, die zur Stützung des Netzes schnell hochgefahren werden können. Und deren Notwendigkeit wird – wenn wir es schaffen wollen, 100 Prozent erneuerbare, aber volatilere Energiequellen zu haben – nicht kleiner werden.

**Die Kosten für die Aufrechterhaltung dieser Versorgungssicherheit, also das Engpassmanagement, steigen jährlich. Ist es nicht eigentlich naheliegend, dass die Bedeutung dieser Brückentechnologie Gas-kraftwerke in den nächsten Jahren noch weiter zunehmen wird?**



**Wolfgang Anzengruber auf der Kölbrennsperre beim Maltakraftwerk:** Der studierte Maschinenbauer hat schon mit der Maturaarbeit über den Kraftwerksbau den Grundstein für die Karriere gelegt.

**„Wir werden mit Erneuerbaren nur einen kleinen Teil des benötigten Wasserstoffs im Land produzieren. Bei der Produktion aus Offshore-Windparks in der Nordsee oder Photovoltaik in Nordafrika kommt dann der Transportvorteil ins Spiel.“**

**Anzengruber über Pipelines aus Ländern mit hohem Erneuerbaren-Potenzial**

Ja, das glaube ich. Und die Finanzierung ist völlig unklar. Niemand wird eine Engpassmanagementeinheit, also ein Gaskraftwerk, errichten, wenn er einen Kontrahierungszeitraum, also eine Lebensdauer, von zwei, drei Jahren vorfindet.

**Eine alternative Lösung ist es, genügend Speicherkapazität zu schaffen, um Schwankungen im Output der erneuerbaren Energiequellen auszugleichen. Wie viele Pumpspeicherkraftwerke bräuchte es, um die Produktionsspitzen Erneuerbarer im Sommer und den Strommangel im Winter auszugleichen?**

Für das Ziel, Stromerzeugung zu 100 Prozent aus Erneuerbaren zu haben,

müssten wir Berechnungen zufolge rund 15 Prozent des Jahresverbrauchs in Österreich langfristig speichern können. Wir sprechen von rund 10 Terawattstunden. Heute bedeutet langfristige Speicherung zu fast 100 Prozent Pumpspeicherkraftwerke. Derzeit lassen sich, ganz grob gesprochen, rund 3 TWh über Pumpspeicherkraftwerke darstellen. Wir könnten es in Österreich unter Ausnutzung aller vorhandenen Potenziale und Projekte vielleicht schaffen, auf 5 bis 6 Terawatt – also rund 50 bis 60 Prozent des Speicherbedarfes – in der Pumpspeichertechnologie zu kommen. Wir werden da neue Technologien brauchen.

**Welche sind das?**

Das sind einerseits natürlich Batterietechnologien, also elektrochemische Speicher für den kurzfristigen Speicherbedarf – aber vor allem wird Wasserstoff eine große Rolle spielen.

**Der Verbund treibt das Thema Wasserstoff seit einigen Jahren voran. Wo stehen wir da?**

Grün produzierter Wasserstoff hat viele Vorteile als Speichertechnologie. Er ist als Energieträger in der Industrie zur Dekarbonisierung direkt einsetzbar – muss also nicht mehr umgewandelt werden –, ist unbegrenzt lange speicherbar und leicht transportierbar.

**Aber er hat den Nachteil, dass bei der Umwandlung von grünem Strom in Wasserstoff viel Energie verloren geht ...**

Das ist richtig. Wir werden mit der Energie, die wir aus Wind- und Sonnenkraft im Land erzeugen, wohl nur einen kleinen Teil jenes Wasserstoffs selbst produzieren können, den wir benötigen. Das betrifft aber nicht nur Österreich: Die Geographien, die in der Europäischen Union dafür benötigt werden, werden zu wenig sein. Gefragt ist das enorme Potenzial von Offshore-Windparks in der Nordsee ebenso wie Photovoltaik in Nordafrika oder Windkraft und Photovoltaik in Südosteuropa. Wir müssen uns hier von der Idee der Autarkie lösen.

**Noch ist das Thema grüner Wasserstoff auch deshalb keines, weil die Produktion zu teuer ist. Wie muss sich das ändern?**

Grüner Wasserstoff ist heute deutlich teurer als konventioneller Wasserstoff. Das ist bei neuen Technologien normal. Ich bin sicher, wir werden auch im Bereich der Wasserstoffelektrolyse eine Kostendegression sehen, wie wir sie bei der Photovoltaik erlebt haben. Wichtig ist es, jetzt ein Level Playing Field zu den anderen Technologien herzustellen. Da gibt es viele Schrauben: die Besteuerung, Netztarife, die CO<sub>2</sub>-Bepreisung usw. Die Chance, wettbewerbsfähige Kostenstrukturen zu bekommen, ist mittelfristig durchaus gegeben.



**Energiewendevorstand:** 2012 bei der Gründung einer gemeinsamen E-Mobility-Tochter mit Siemens Österreich-Chef Wolfgang Hesoun.

**„Grüner Wasserstoff hat Vorteile als Speicher und im Transport. Aber er ist auch direkt als Energieträger in der Industrie einsetzbar.“**

**Anzengruber über den Added Value in der Wasserstoffwirtschaft**

**In Erwartung dieses Durchbruchs bei der Wasserstofftechnologie hat der Verbund vor einigen Wochen das Gasnetz der OMV übernommen. Eine strategische Grundsatzentscheidung, die auf den ersten Blick für Branchenfremde erstaunlich wirkt: Der grüne Verbund übernimmt ein Erdgasnetz ...**

Ich bin überzeugt, dass die Wasser-

stoffwirtschaft kommen wird, und Infrastruktur wie Pipelines zum Transport werden ein wertvolles Instrument sein. Denn Pipelinetransport ist immer noch das billigste Transportmittel. Der Technologiewechsel wird nicht von einem Tag auf den anderen kommen. Schon jetzt ist Blending – also das Zumischen von Wasserstoff – möglich, das ist in Österreich zu acht Prozent, in Deutschland zu zehn Prozent erlaubt. Später wird es auch möglich sein, einzelne Stränge der Pipeline ausschließlich für Wasserstoff zu verwenden. Aber, und das ist auch klar: Die GasConnect ist als Infrastrukturunternehmen so wichtig, dass sie für die Wirtschaftsstandortsicherung in Österreich sicher einen wichtigen Punkt darstellt – und die GCS ist ein wirtschaftlich profitables Unternehmen. Die Übernahme ist also keinesfalls ein schlechtes Geschäft für den Verbund.



**Mehr Energie für seine Heimat:** Der damalige Salzburg AG-Vorstandsleiter Anzengruber im Jahr 2000 mit Vorstandskollege Arno Gasteiger bei der Verkündung der Fusion von SAFE und Salzburger Stadtwerke.



**Kunstsinig:** Anzengruber mit Cindy Sherman bei der Eröffnung der Ausstellung in der Sammlung Verbund 2012.



**Netzwerker:** Anzengruber zeigt 2014 dem US-Botschafter William Eacho und Gattin Donna Eacho die Verbund-Hochgebirgstaue, die auch durch Marshallplan-Hilfe entstanden.



**Beim Pflichttermin Salzburg Festschnee:** Anzengruber 2010 mit Gattin Susanne und der damaligen Siemens-Chefin Brigitta Ederer bei der Premiere von „Elektra“.



**Energie-Präsident mit Generalsekretärin Barbara Schmidt und Pressesprecher Ernst Brandstetter:** Als Verbund-Chef war Anzengruber zwischen 2014 und 2017 Präsident von Oesterreichs Energie.

# Warum wir mehr Strom ins Energiesystem bringen

Die umweltfreundliche Stromproduktion aus Wind, Wasser und Sonne können wir bis 2030 um 20 Milliarden Kilowattstunden jährlich steigern. So können wir 33 Prozent unseres Energiebedarfs aus erneuerbaren Energien decken und ersetzen damit Importe fossiler Energieträger.

Weil Energie in unserer Natur liegt.

Österreichs E-Wirtschaft setzt sich ein.  
Informieren Sie sich auf [www.oesterreichsenergie.at](http://www.oesterreichsenergie.at)

**e** oesterreichs  
energie.



Strom aus Österreich  
sicher, sauber und leistbar



**Industrieboss mit Familiensinn:** Als Palfinger-Vorstandschef mit Hubert Palfinger jun. (rechts), Sohn David Palfinger (Mitte) und Bürgermeister Erich Rippl beim Familienfest zur Eröffnung des Werkes in Lengau im Jahr 2007.

**Sie weisen seit Jahren darauf hin, dass die Energiewende wichtiger Projekte nicht machbar ist, wenn Genehmigungsverfahren für Anlagen und Netze so lange dauern. Haben Sie das Gefühl, dass man Sie in der Politik schön langsam erhört?**  
Wir haben da noch Luft nach oben. Es geht uns nicht darum, Verfahren zu verkürzen. Wir wünschen uns nur, Verfahrensdauern einzuhalten, die im Gesetz stehen. Wenn die in einer UVP im Gesetz vorgeschriebenen fünfzehn Monate Prüfzeit für beide Instanzen eingehalten würden, wären wir alle überglücklich. Die Schwierigkeit – und das räume ich gerne ein – liegt meist nicht daran, dass das nicht gewollt wird, es fehlt oft an Ressourcen auf Behördenseite. Das beginnt schon bei der Nichtverfügbarkeit von Gutachtern.

**Sie hatten im Juli einen Termin bei Bundesministerin Gewessler, zu dem Sie ihr ein letztes Stück Kohle aus dem geschlossenen Fernheizkraftwerk Mellach mitgebracht haben. Hätten Sie 2008 gedacht, dass Sie das noch in Ihrer Amtszeit als Vorstandschef bei Verbund tun könnten?**  
(lacht) Ich habe da eigentlich nur ein langjähriges Versprechen eingehalten. Der Hintergrund ist: Ich kenne Frau Gewessler schon längere Zeit, noch als Geschäftsführerin von Global 2000 hat sie uns in Gesprächen dazu gedrängt, Mellach endlich zuzusperren. Ich habe ihr damals – ohne zu wissen, dass sie heute Ministerin sein wird – verspro-

chen, ihr ein letztes Stück Kohle zu bringen, wenn wir das Kraftwerk schließen. Das war nicht vor Ende der Heizperiode 2020 möglich, weil wir einen Wärmeliefervertrag mit der Energie Steiermark für die Stadt Graz hatten. Aber um auf ihre Frage zurückzukommen: Als ich 2008 zum Verbund kam, hätte ich mir das nicht gedacht, aber uns wurde relativ bald danach klar, dass wir nicht mehr in CO<sub>2</sub>-emittierende Technologien investieren.



**„Ich habe da eigentlich nur ein langjähriges Versprechen eingehalten.“**

Anzengruber zur Übergabe des „letzten Stücks Kohle“ aus Mellach an Ministerin Gewessler

**Ich habe Sie kennengelernt, da waren Sie Vorstandschef der Palfinger-Gruppe, einem Weltmarktführer im Kranbau, davor waren Sie Geschäftsführer der ABB – jetzt sind**

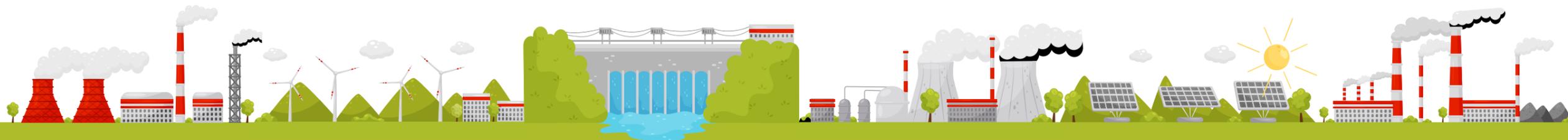
**Sie 12 Jahre bei Verbund. Was hat Ihnen am meisten Spaß gemacht?**  
(lacht) Was mir in der klassischen Industrie bei Palfinger Spaß gemacht hat, war, dass es sich um ein globales, dynamisches Familienunternehmen mit Streubesitz an der Börse gehandelt hat. Den Kapitalmarkt habe ich dort gelernt. Aber das Angebot von Verbund konnte ich gar nicht ablehnen, obwohl ich einen laufenden Fünfjahresvertrag bei Palfinger hatte. Ich habe schon meine Matura-Arbeit zu Wasserkraftwerken verfasst. Die Tatsache, dass die Verantwortung für dieses großartige Unternehmen auch ein großes volkswirtschaftliches Generationenthema umfasst – und es nicht nur um die Optimierung des Gewinnes geht –, hat mich natürlich begeistert.

**Eine Spitzenposition in der E-Wirtschaft ist immer auch ein politischer Job ...**

Sie können mir das glauben: Ich habe politische Einflussnahme in den letzten 12 Jahren kein einziges Mal gespürt. Es gab keine Ministerin und keinen Minister, der mich jemals um einen Gefallen gebeten hätte; der von mir forderte, Personal aufzunehmen oder Inserate zu schalten. Aber klar ist natürlich, dass es das Vorrecht des Eigentümers ist, sich das Spitzenpersonal auszusuchen. Das ist in Privatunternehmen ebenso der Fall. Herr Palfinger als Mehrheitseigentümer hätte sich eine Vorstandsentcheidung sicher nie nehmen lassen.

**Eine letzte Frage: Sie scheiden mit Jahresende als Vorstandsvorsitzender von Verbund aus. In einem Interview mit dem Standard haben Sie anklingen lassen, dass Sie weiter unter Strom stehen wollen und der E-Wirtschaft erhalten bleiben. Vielleicht in einem Vorstand oder in einem Aufsichtsrat?**

Ich strebe keinen Vorstand mehr an – irgendwann ist Schluss und neue Leute müssen ans Ruder. Aber dort, wo ich gefragt werde, schließe ich nicht aus, mich auch wirtschaftlich und industriell für das Thema erneuerbare Energie einzubringen.



## Warum Stromkennzeichnung nicht „ganz einfach“ sein kann

Die Regulierungsbehörde E-Control will das geltende System der Stromkennzeichnung vereinfachen und damit kundenfreundlicher gestalten. Was naheliegender klingt, dürfte komplexere und umfangreichere Ausweise mit sich bringen.

### Fakt

Mit dem Jahr 2022 will die Regulierungsbehörde E-Control das geltende System zur Stromkennzeichnung neu gestalten. Schon seit 2015 sind Lieferanten verpflichtet, die Herkunft jeder Kilowattstunde, die sie an Endkunden verkaufen, nachzuweisen. Dies geschieht mit einem Nachweis für thermische Erzeugung sowie für Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Bei diesen sogenannten Herkunftsnachweisen (HKN) handelt es sich um ein elektronisches Dokument, das – grob gesprochen – zeigt, wann und mit welchem Primärenergieträger der betreffende Strom in welcher konkreten Anlage erzeugt wurde.

Jeder generierte HKN wird in Österreich in der Stromnachweisdatenbank der E-Control verwaltet und kann nur einmal verwendet werden. Anhand dieser Datenbank lässt sich auch der Handel mit den HKN nachvollziehen, der unabhängig von den physisch gelieferten Strommengen möglich ist. Gerade diese Möglichkeit der getrennten Handelbarkeit stoße laut E-Control immer wieder auf Kritik und sei einer der Gründe, warum die Behörde die bestehenden Regelungen nun ändern möchte. Überdies werde die rechtlich vorgeschriebene Darstellung der Stromherkunft auf Rechnungen und Werbematerial immer wieder als zu detailliert und unübersichtlich empfunden. Außerdem enthält auch das „Clean Energy for all Europeans“-Paket der EU Vorgaben zur Stromkennzeichnung, die in Österreich, wie in allen anderen EU-Mitgliedstaaten, umgesetzt werden müssen.

### Problem 1

#### Vereinfachung verleitet zur Fehlinterpretation

Geplant ist derzeit eine zweigeteilte Stromkennzeichnung. Diese besteht aus Basisinformationen auf Rechnungen und Werbematerial einerseits („primäre“ Darstellung) und ausschließlich auf der Website des jeweiligen Versorgers verfügbaren ausführlichen Informationen („sekundäre“ Darstellung). Dies erscheint Branchenexperten prinzipiell sinnvoll, weil dadurch die Rechnungen und Informationen einfacher und somit leichter verständlich werden können. Hinsichtlich der grafischen Gestaltung der „primären“ Darstellung ist jedoch darauf zu achten, dass keine Fehlinterpretationen provoziert werden. Zu vermeiden sind auch vereinfachende, stimmungsmachende Symbole, wie jenes einer angedachten Ölpumpe für die Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken. Denn der allergrößte Teil der Stromerzeugung durch fossile Brennstoffe erfolgt in Österreich mit hocheffizienten, erdgasbetriebenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Ferner wird überlegt, im Ausweis nur zwischen Strom aus Österreich und aus dem Ausland zu unterscheiden. Hier würde es sich auch aus Transparenzgründen empfehlen, bei den Symbolen zwischen „Österreich“, „EU“ und „Nicht-EU“ zu differenzieren.

ILLUSTRATIONEN: ADOBE STOCK

### Problem 2

#### Zu viele Daten überdecken nützliche Information

Als positiv ist zu werten, dass die E-Control in der künftigen Stromkennzeichnung den Produktmix in den Mittelpunkt rücken möchte. Falls auch ein Ausweis eines „Kundenmix“ – insbesondere für Großabnehmer elektrischer Energie – vorgesehen werden sollte, hat dieser jedenfalls nur freiwillig und nicht verpflichtend zu erfolgen. Nicht zu befürworten sind auch Überlegungen zu einer sogenannten „Konzernkennzeichnung“. Sie würde darauf hinauslaufen, dass jeder Lieferant auch den Strommix seines Mutterkonzerns anzugeben hätte. Die Folgen wären Verwirrungen bei den Endkunden sowie unnötiger und EU-rechtlich nicht gebotener Mehraufwand bei den Lieferanten. Als nicht zweckmäßig erachten die Energielieferanten auch eine EU-rechtlich mögliche grenzüberschreitende Stromkennzeichnung. Ihre Umsetzung erscheint nicht praktikabel, da die nationalen Vorgaben zur Stromkennzeichnung stark voneinander abweichen. Die Endkunden sollen im Rahmen der Stromkennzeichnung nur über die Stromaufbringung ihres Lieferanten in jenem Staat informiert werden, in welchem sich die Verbrauchsanlage des Endkunden befindet. Eine weitergehende Darstellung bringt keinen Nutzen.

**„Die E-Wirtschaft steht Vorschlägen für eine kundenfreundlichere und einfachere Stromkennzeichnung aufgeschlossen gegenüber. Der Kundennutzen muss im Vordergrund stehen und die Regelungen müssen auch für neue Marktteilnehmer gelten.“**

### Problem 3

#### Übererfüllung der neuen EU-Normen erhöht die Komplexität ohne Zusatznutzen

Rundum abzulehnen ist die Pflicht, auf Rechnungen und Werbematerial auszuweisen, wie viel Strom und Herkunftsnachweise in der jeweiligen Kennzeichnungsperiode gemeinsam gehandelt wurden. Ein Nutzen für den Kunden ist hier nicht erkennbar. Auch aufgrund des EU-Rechts ist diese Angabe nicht notwendig. Es wäre daher ein klassischer Fall einer Übererfüllung der betreffenden Vorgaben („Golden Plating“). Konsequenz zu Ende gedacht würde bei einem solchen Ausweis eine Zersplitterung des Marktes und Wettbewerbsverzerrungen drohen. Dazu kommt, dass die Beschaffung von Strommengen auf den liquiden europäischen Großhandelsmärkten faktisch behindert würde. In der Folge könnte es zu Mehrkosten für die Endkunden kommen. Der bestehende freiwillige Ausweis des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen kann natürlich beibehalten werden.

### Fazit

Grundsätzlich steht die E-Wirtschaft Vorschlägen der E-Control aufgeschlossen gegenüber, die geeignet sind, das bewährte System der Stromkennzeichnung weiter zu verbessern, zu vereinfachen und kundenfreundlicher zu gestalten. Wesentliche Details der Vorschläge der E-Control sollten jedoch noch sorgfältig diskutiert werden. Und klar ist: Die bestehenden Regelungen müssen in Zukunft für alle gelten. Mit der Umsetzung des „Clean Energy for all Europeans“-Paket wird auch in Österreich die Möglichkeit geschaffen, „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften“ und „Bürgerenergiegemeinschaften“ zu etablieren. Aus Sicht der Energiewirtschaft darf es nicht zur einer bevorzugten Behandlung dieser Gemeinschaften kommen. Diese müssen alle Verpflichtungen erfüllen, die auch die anderen Lieferanten betreffen. Das hat auch in Bezug auf die Stromkennzeichnung zu gelten.



„Ich stellte mir die Frage, was eigentlich ein kleines Stadtwerk tun kann, das sich eine komplexe Software-Landschaft nicht leisten kann.“

# Wie haben Sie das gemacht, Frau Goodenough?

Kann man auch kleine Wasserkraftwerke vollautomatisiert betreiben? Eine Wiener Mathematikerin hat das möglich gemacht.

**E**s war ein Window of Opportunity“, sagt Janice Goodenough. „Ich wusste, wir hatten für Hydrogrid höchstens drei oder vier Jahre, bevor jemand anderes diese Idee umsetzen würde.“ Dass es schließlich eine Mathematikerin war, die sich anschickte, kleinen und mittelgroßen Wasserkraftwerks-Betreibern das Leben zu erleichtern, hat mit ihrer schon während des Studiums entstehenden Unlust zu tun, den „klassischen“ Weg in die Banken- oder Versicherungsmathematik einzuschlagen. Und mit der Gastvorlesung eines Verbund-Mitarbeiters über die optimale Einsatzplanung von Pumpspeicherkraftwerken. „Das klang für mich spannend und auch fundamental sinnvoll“, erzählt Janice Goodenough. „Und es klang nach Neuland.“

„Was können die Kleinen tun?“ Ihr eigener Weg führte zunächst ebenfalls zum Verbund. In der (damaligen) Verbund Trading war sie im Bereich Risikomanagement und Quantitative Analyse tätig, ehe sie in der Abteilung für Kraftwerks-Einsatzoptimierung die Softwarelösungen kennenlernte, die man in der Großwasserkraft für die Unterstützung der Planung einsetzt: mächtige Tools, verteilt auf mehrere Abteilungen, bedient von dutzenden Spezialisten. „Diese Prozesse sind für ein so großes Unternehmen mit so großen Kraftwerken perfekt – doch ich stellte mir die Frage, was eigentlich ein kleines Stadtwerk tun kann, das sich eine so komplexe Software-Landschaft natürlich nicht leisten kann.“ Der Gedanke, eine kondensierte und vor allem vollautomatisierte Ver-

sion des Planungsprozesses auch kleinen Betreibern zur Verfügung zu stellen, führte 2016 zur Gründung von Hydrogrid – nachdem Goodenough das Angebot einer Führungsposition in einem anderen Konzern mit Ambitionen im Energiebereich nach reiflicher Überlegung zugunsten des Start-ups abgelehnt hatte.

**Automatisierte Rekalibrierung** Janice Goodenough vergleicht „Hydrogrid Insight“ mit einem Autopiloten: Das System ist eine Echtzeit-IoT-Lösung, die flexible Wasserkraftwerke intelligent steuert. Die Basis für die

**„Es war ein Window of Opportunity, ich wusste, wir hatten für Hydrogrid höchstens drei oder vier Jahre, bevor jemand anderes diese Idee umsetzen würde.“**

Janice Goodenough

Entscheidungen bilden im Wesentlichen drei Einflussfaktoren: einerseits die stündlich wechselnden Preise auf dem Strommarkt, andererseits die Wetterbedingungen und drittens die spezifischen operativen Betriebsrestriktionen – bis hin zur Frage, welche Pegelstände mit touristischen Anforderungen oder dem Fischbestand im Einklang stehen. Das System von Hydrogrid holt diese Fundamentaldaten automatisiert ein, hinzu kommen die Sensordaten aus



Bereits in sechs europäischen Märkten tätig: das Team von Hydrogrid.



dem Kraftwerk selbst, etwa Ist-Erzeugung oder Pegelstände. Die Daten werden in den Prognose- und Optimierungswerkzeugen kombiniert und ergeben einen optimierten Einsatzfahrplan für das Kraftwerk, der diesem in Echtzeit zur Verfügung gestellt wird. Der wesentliche Aspekt dabei: Der Einsatz von Machine Learning führt dazu, dass die Modelle mit neuen Beobachtungen sofort hinzulernen, es kommt also zu einer regelmäßigen, automatisierten Rekalibrierung des Systems. Und damit wird die manuelle Parametrierung hinfällig. Was wiederum die Voraussetzung dafür ist, das System als Software as a Service anbieten zu können.

Dass die Lösung an die Transportlogistik erinnert, in der mit ähnlichen Ansätzen Routenoptimierung betrieben wird, ist übrigens kein Zufall. Einer der ersten Investoren in das Unternehmen hat selbst zuvor ein Start-up im Bereich der Logistikoftware gegründet. Eine Nähe, die offenbar auch Janice Goodenough empfindet: „Wäre ich nicht in die Energiewirtschaft gegangen, wäre es wohl die Logistik geworden.“

## Das Unternehmen

**Name:** HYDROGRID GmbH  
**Stammsitz:** Wien  
**Gründung:** 2016  
**Pilotprojekt:** Norwegen 2017  
**Aktuelle Märkte:** N, S, F, UK, BIH, TK  
**Geschäftsmodell:** Laufende, nicht Performance-abhängige Lizenzgebühr  
**Durchschnittliche erzielte Erlössteigerung:** 7 bis 18 Prozent  
 2019 Gewinn des Staatspreises Digitalisierung  
[hydrogrid.eu](http://hydrogrid.eu)



Optimierter Einsatzfahrplan für das Kraftwerk: Dashboard der Hydrogrid Insight Suite.

# Die Strom-Macher

Sie sorgen dafür, dass in Österreich die Lichter nicht ausgehen: die tausenden Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Energiewirtschaft. Strom Linie lässt in jeder Ausgabe zwei von ihnen selbst zu Wort kommen: Hier erzählen sie von ihrer Motivation, ihrer Verantwortung und ihrem beruflichen Alltag.



NAME  
Daniela Schlüsselberger  
UNTERNEHMEN  
VERBUND AG  
FUNKTION  
Projektleiterin Wasserkraft

lomingenieurin nachgeholt und zuletzt noch eine Ausbildung im Bereich Changemanagement absolviert. Heute leite ich Projekte bei Wasserkraftwerken des VERBUND: Ich konzipiere Umbauarbeiten, begleite die Ausschreibungsverfahren und die technische Umsetzung bis hin zur Inbetriebsetzung. Außerdem beschäftige ich mich mit Prozess- und Wissensmanagement.

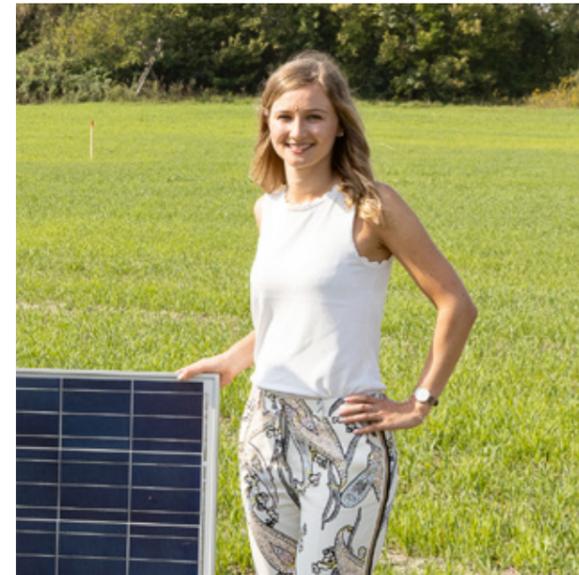
Gleichzeitig hat sich in diesen zwei Jahrzehnten selbstverständlich auch das generelle Mindset verändert. Viele Unternehmen, auch außerhalb unserer Branche, heften sich auf die Fahnen, dass wir mehr Frauen in der Technik brauchen. Vor allem auf Vorstandsebene gibt es hier viel Commitment. Aber dann kommt die berühmte Lehmschicht, in die das oft noch nicht eingesickert ist. Manche Männer empfinden Frauen im Job immer noch als potenzielle Bedrohung. Ich habe auf Montage durchaus schon erlebt, dass alle auf den Herrn Schlüsselberger gewartet haben. Und dass sich niemand gewundert hat, warum ich hier eigentlich auch herumstand.

Manchmal erschüttert mich, wie wenig sich im Kern verändert hat. Dann wieder erlebe ich, wie sich jüngere Kolleginnen über die Probleme wundern, die ich früher hatte, und sehe, dass manche Konflikte wohl einfach ausgekämpft werden müssen. Und dass es sich lohnt, immer wieder darüber zu sprechen.

**D**as Thema „Frauen in Technikberufen“ ist ein zwiespältiges. Dass es überhaupt noch ein Thema ist, empfinde ich manchmal als zermürbend. Aber andererseits muss man wohl darüber sprechen.

Da mich der Bereich Elektro- und Energietechnik von Beginn an gefesselt hat, habe ich vor rund 20 Jahren eine Lehre zur Elektroinstallateurin begonnen. Ich fand damals ein einziges Unternehmen, das den Mut hatte, es mit mir zu probieren – und auch das wohl nur, weil ich beim Aufnahmetest am besten abgeschnitten hatte. Für ein junges Mädchen auf Montage ging es damals wirklich ums Überleben, und am meisten hat mich erschreckt, wie normal die dummen Sprüche irgendwann für mich wurden.

Mit wachsender Kompetenz wurde es natürlich leichter. Nach dem Lehrabschluss habe ich berufsbegleitend die Ausbildung zur Ingenieurin und Dip-



NAME  
Julia Wenin (rechts)  
UNTERNEHMEN  
Wien Energie GmbH  
FUNKTION  
Projektentwicklerin Photovoltaik

terentwickelt. Wir beschäftigen uns daher viel mit neuen Trends und arbeiten immer wieder kundenspezifische Lösungen aus.

Derzeit beschäftige ich mich auch mit dem Thema Agrar-Photovoltaik, also der Suche nach neuen technischen Lösungen, um landwirtschaftliche Flächen gleichzeitig für die Energiewirtschaft und die Landwirtschaft nutzbar zu machen. Wien Energie arbeitet seit rund zwei Jahren an diesem Thema und hat im vergangenen Herbst die erste Agrar-PV-Pilotanlage in Guntrams Dorf eröffnet. Das ist sicherlich einer der Vorteile in einem großen Unternehmen: Man kann sich über seine Kernaufgaben hinaus auch in neuen Bereichen engagieren und dort mitwirken.

Meine Arbeit gibt mir die Möglichkeit, die Energiewende aktiv mitgestalten zu können und somit einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Das gibt mir täglich das Gefühl, etwas Sinnvolles zu tun. Die sehr hohen Ausbauziele stellen natürlich eine Herausforderung dar, dies macht das Ganze aber auch spannend.

**E**s ist durchaus möglich, dass es meinen Job noch nicht gab, als ich mit meinem Studium begann. Da erneuerbare Energien ein Herzenthema waren, ich aber nicht ausschließlich Technikerin sein wollte, belegte ich an der Boku Umwelt- und Bioressourcenmanagement. Im Master habe ich mich auf das Thema erneuerbare Energien spezialisiert und konnte bereits damals als Forschungspraktikantin bei Wien Energie arbeiten. In gewissem Sinne bin ich also genau zur richtigen Zeit gekommen, als das Thema in der Energiewirtschaft massiv an Bedeutung gewann.

Heute bin ich für die technische und wirtschaftliche Planung großer Photovoltaikanlagen für Industrie und Gewerbe verantwortlich. Das reicht von der ersten Besichtigung und Gesprächen über Ziele und Wünsche des Kunden über die technische Grobplanung und die Wirtschaftlichkeitsrechnung bis hin zu den finalen Vertragsverhandlungen.

Das Schöne daran: Natürlich existieren bewährte Lösungen, auf die man zurückgreifen kann, doch gleichzeitig gibt es im Bereich der erneuerbaren Energien viel Raum für Kreativität. Die Photovoltaik ist noch eine sehr junge Technologie, die sich permanent wei-

**„Im Bereich der erneuerbaren Energien gibt es viel Raum für Kreativität.“**

Julia Wenin

**„Manche Männer empfinden Frauen im Job immer noch als potenzielle Bedrohung.“**

Daniela Schlüsselberger

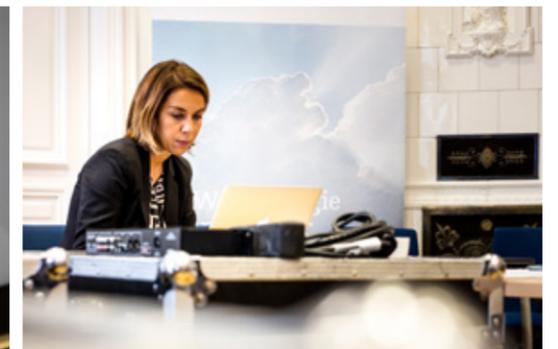
FOTOS: VERBUND, WIEN ENERGIE

## Strom Linie Vor Ort



Barbara Schmidt, Generalsekretärin, Oesterreichs Energie; Hans-Peter Schmid, Managing Director Accenture Österreich; Ulla Rasmussen, Themenverantwortung Energie, Klima, Ressourcen, Gesundheit, VCÖ – Mobilität mit Zukunft; Hans-Jürgen Salmhofer, Stabstellenleiter Mobilitätswende & Dekarbonisierung, BMK; und Martin Szelgrad, Moderator und Chefredakteur Report Verlag (v. l. n. r.)

On Air: Barbara Schmidt, Generalsekretärin von Oesterreichs Energie, mit Moderator Martin Szelgrad, der durch die Online-Konferenz führte. Gutes Licht, perfekter Ton und die richtige Kameraeinstellung sorgen für eine reibungslose Übertragung ins Netz.



Redakteurin Lisa Joham.

# Hinter den Kulissen

Oesterreichs Energie Akademie führt derzeit sämtliche Veranstaltungen als Webinare oder Online Konferenzen durch. „Strom Linie“ machte den Teilnahme-Selbsttest und konnte sich vom einfachen Handling sowie der Professionalität vor und hinter der Kamera überzeugen.

**Mittwoch, 14. Oktober um Punkt 9 Uhr ging es los.** Mittels Teilnahmelink und weniger Klicks war man live on air bei der Online-Konferenz „Oesterreichs Energie E-Mobilitätstage“, veranstaltet von Oesterreichs Energie Akademie. Rund 61 Teilnehmerinnen und Teilnehmer schalteten sich an diesen beiden Veranstaltungstagen in das informative Format dazu.

Barbara Schmidt, Generalsekretärin von Oesterreichs Energie, eröffnete die Online-Konferenz in einer Einführungsrede mit den Worten: „In Öster-

reich haben wir die 40.000 Marke im Bestand vollelektrischer E-Autos überschritten. Da geht noch mehr. Oesterreichs Energie arbeitet daran, dass sich die Dynamik in Österreich weiter erhöht, aber auch daran, dass sich E-Mobilität schneller und besser ins Energiesystem integrieren lässt.“

Im Fokus des ersten Eventtages stand die aktuelle Entwicklung von

Elektromobilität, welche Chancen sie für die E-Wirtschaft bietet und welche Herausforderungen beim E-Mobilitätsausbau zu meistern sind. Der zweite Tag widmete sich ganz der Netzintegration von E-Mobilität. Die praxisorientierten Vorträge zeigten die Herausforderungen dazu auf und verknüpften aktuelle Problemlösungen mit einem Ausblick auf zukünftige Maßnahmen.

**Weiterbildung findet statt: Einen Überblick über die Veranstaltungen finden Sie unter [www.akademie.oesterreichsenergie.at](http://www.akademie.oesterreichsenergie.at)**



Im Fokus der spannenden Vorträge standen die „Netzintegration von E-Mobilität“ sowie die „Herausforderungen beim E-Mobilitätsausbau“.

# Oesterreichs Energie Akademie



## Wissen schafft Perspektive.

Gerade in besonders herausfordernden Zeiten sind Informationsgewinnung und Weiterbildung entscheidend. Unsere Experten vermitteln Ihnen auf vielen Wegen das richtige Know-how! Angepasst an die aktuellen Rahmenbedingungen wählen Sie aus unserem breiten Angebot aus Webinaren, E-Learning oder Präsenz-Veranstaltungen.

Alle Informationen finden Sie unter [www.akademie.oesterreichsenergie.at](http://www.akademie.oesterreichsenergie.at)

 **oesterreichs energie.**

## DOSSIER

### Studie: Wie lastflussbasierte Marktkopplung funktioniert – und was verbessert werden muss



Im grenzüberschreitenden Stromhandel regelt ein Algorithmus die lastflussbasierte Day-Ahead-Marktkopplung. Dieser koordiniert die Kapazitäten, und das liefert als Ergebnis die Preise für die einzelnen Gebotszonen.

Ein Algorithmus mit dem Namen EUPHEMIA soll den grenzüberschreitenden Stromhandel in Zentral- und Westeuropa optimieren. Wie effizient ist das Instrument? Und: Bringt es die Entwicklung eines gemeinsamen europäischen Strombinnenmarktes tatsächlich voran? Eine Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie gibt Antworten.

**D**ie lastflussbasierte, grenzüberschreitende Day-Ahead-Marktkopplung (Flow-Based Market Coupling, FBMC) ist seit mehreren Jahren im Stromhandel der Marktregion Zentral- und Westeuropa (CWE, bestehend aus Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, den Niederlanden und Österreich) etabliert. Die resultierenden Preise sind für Erzeuger, Lieferanten, Stromhändler und Verbraucher das wesentliche Marktsignal. Von CWE soll sie in letzter Konsequenz auf die gesamte Europäische Union sowie auf den untertägigen Handel mit elektrischer Energie, den Intraday-Handel, ausgedehnt werden. Das Ziel des FBMC besteht darin, die Kapazitäten der grenzüberschreitenden Leitungen in ganz Europa optimal aus-

FOTO: PICTURE DESK

## Studie: Wie lastflussbasierte Marktkopplung funktioniert – und was verbessert werden muss

zunutzen und so die Entwicklung des europäischen Strombinnenmarktes wesentlich voranzubringen. Wegen immer wieder auftretender Kritik von Marktteilnehmern am FBMC beauftragte Oesterreichs Energie die Österreichische Energieagentur mit einer Untersuchung des gegenwärtigen Standes des FBMC sowie mit der Erstellung von Vorschlägen für dessen mögliche Verbesserung im Hinblick auf Transparenz. Seit kurzem liegt der diesbezügliche Endbericht mit dem Titel „Mehr Transparenz für den Stromhandel im Flow-Based Market Coupling – Barrieren, Lösungen und Schlüsselindikatoren“ vor. In diesen flossen auch die Erfahrungen österreichischer Marktteilnehmer ein, die die Österreichische Energieagentur erhob.

Wie die Österreichische Energieagentur erläutert, unterscheidet sich das FBMC von anderen Methoden zur Kapazitätsberechnung und -optimierung, wie etwa dem bekannten Net-Transfer-Capacity-Verfahren (NTC-Verfahren). Im Rahmen des FBMC identifizieren die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zunächst die Kapazität jener technischen Elemente im Netz, die den grenzüberschreitenden Handel besonders limitieren („Pre-Coupling“). Damit bestimmen sie den Lösungsraum für die Berechnungen im eigentlichen Marktkopplungsprozess, dem „Coupling“. Diese Berechnungen erfolgen mit dem Algorithmus EUPHEMIA (EU Pan-

### Was bedeutet Market Coupling?

In ihrer Studie für Oesterreichs Energie beschreibt die Österreichische Energieagentur Market Coupling als „das Verfahren zur effizienten Nutzung der begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen verschiedenen Gebotszonen. Die Organisation der Marktkopplung übernehmen die Übertragungsnetzbetreiber und die Strombörsen gemeinsam“. Lastflussbasiert („flow-based“) ist das Market Coupling, wenn es sich an den physikalischen Stromflüssen (Lastflüssen) im Übertragungsnetz orientiert.



### „Die optimale Maßnahme zur Förderung der Transparenz wäre ein One-Stop-Shop.“

European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm), der von den europäischen Strombörsen betrieben wird. Als Grundlage nutzt EUPHEMIA neben den von den ÜNB ermittelten Übertragungskapazitäten die Gebote der Händler, die von den Strombörsen übermittelt werden. Überdies berücksichtigt der Algorithmus neben den physikalischen Rahmenbedingungen auch regulatorische Einschränkungen auf nationaler und europäischer Ebene. Auf dieser Basis ermittelt EUPHEMIA, welche Handelstransaktionen am jeweiligen Folgetag möglich sind, um europaweit eine „Wohlfahrtsoptimierung“, d. h. ein „volkswirtschaftliches Optimum“ zu erzielen. Übersetzt bedeutet dies, dass der Algorithmus vor dem Hintergrund dieser Restriktionen versucht, möglichst viel Handel zuzulassen.

Der Code von EUPHEMIA ist nicht öffentlich zugänglich. Eine Dokumentation mit seinen grundlegenden Eigenschaften steht jedoch zur Verfügung.

#### Optimierung in Systemgrenzen

Laut der Österreichischen Energieagentur optimiere EUPHEMIA täglich die nutzbaren Übertragungskapazitäten und damit die Wohlfahrt, allerdings

„nur innerhalb der vorgegebenen Systemgrenzen. Kosten, die im Algorithmus nicht definiert wurden, aber in unmittelbarem Zusammenhang mit der Kapazitätsvergabe stehen – wie beispielsweise Engpassmanagementkosten – werden bei der Berechnung der optimalen Zuweisung der knappen Übertragungskapazitäten nicht berücksichtigt.“ Überdies beziehen sich die Berechnungen ausschließlich auf den Day-Ahead-Markt. Für eine gesamthafte Betrachtung des volkswirtschaftlichen Optimums wäre es laut Österreichischer Energieagentur theoretisch erforderlich, den „Strommarkt in seiner Gesamtheit ab(zu)bilden“, also etwa den Handel auf dem Intraday-Markt und auf dem Regelreservemarkt sowie die Kosten für das Engpassmanagement zu berücksichtigen. Dies ist vor allem für Diskussionen zum zukünftigen Marktdesign ein Thema. Eine direkte Möglichkeit für die Steigerung der Wohlfahrt bestehe nach Auffassung der Österreichischen Energieagentur in der „Verringerung von Such- und Transaktionskosten durch eine erhöhte Transparenz im FBMC“.

Darüber hinaus weist die Österreichische Energieagentur auf die „Doppelfunktion“ der Übertragungsnetzbetreiber hin: Sie würden wesentliche

## Studie: Wie lastflussbasierte Marktkopplung funktioniert – und was verbessert werden muss

Daten für die Berechnungen von EUPHEMIA liefern und seien gleichzeitig „wirtschaftlicher Akteur im Rahmen der Grenzkapazitätsbewirtschaftung“. Somit würden sie „in unterschiedlichen Rollen an zentralen Stellen Einfluss auf den lastflussbasierten Marktkopplungsprozess“ nehmen. Dies erfolgt unter anderem durch ihre Entscheidungen zu allfälligen Engpassmanagementmaßnahmen nach dem tagesaktuellen Marktkopplungsprozess („Post-Coupling“). Einerseits entstehen den ÜNB durch das FBMC Kosten, etwa aufgrund von Maßnahmen für das Engpassmanagement. Andererseits können sie Erlöse erzielen, beispielsweise durch die Abgeltungen, die sie für die Abwicklung der grenzüberschreitenden Handelstransaktionen erhalten. „Diese Situation ist mit ein Grund für die Forderung nach mehr Transparenz im FBMC“, stellt die Österreichische Energieagentur fest.

#### Barrieren für den Handel

Aufgrund ihrer Analyse der öffentlich zugänglichen Dokumente und Datensätze zum FBMC „sowie Umfragen und Workshops mit Marktteilnehmern und Rückfragen bei relevanten Stakeholdern“ konstatiert die Österreichische Energieagentur, dass sich der Prozess des FBMC nicht „mit vertretbarem Aufwand“ nachvollziehen lasse. Insbesondere sieht sie folgende „Barrieren“, die die Transparenz behindern würden:

Aktuelle Versionen wesentlicher Dokumente seien nur mit „unverhältnismäßig hohen Such- und Transaktionskosten auffindbar“. Der Österreichischen Energieagentur zufolge würden eine Reihe von Plattformen und Websites mit teils ähnlichen Informationen existieren, die aber unterschiedlich strukturiert seien und nur mangelhafte Such- und Übersichtsfunktionen bieten würden. „Auch die Bezeichnung und Struktur der Dokumente, Versionierung, Angaben zur

Aktualität usw. zeigen hohes Verbesserungspotenzial auf und entsprechen nicht den gängigen Standards. Zusammen mit dem Fehlen konsolidierter Fassungen wichtiger Dokumente stellt dies eine massive Einschränkung der Transparenz dar“, kritisiert die Österreichische Energieagentur.

### Was sind FAIR-Prinzipien?

Die FAIR-Prinzipien sind allgemein anerkannte wissenschaftliche Standards für die Bereitstellung von Daten. Nach diesen Prinzipien sollen Daten auffindbar (findable), zugänglich (accessible), interoperabel (interoperable) sowie wiederverwendbar (reusable) sein. Dies gewährleistet die größtmögliche Transparenz der Ergebnisse von Forschungs- bzw. Berechnungsprozessen.

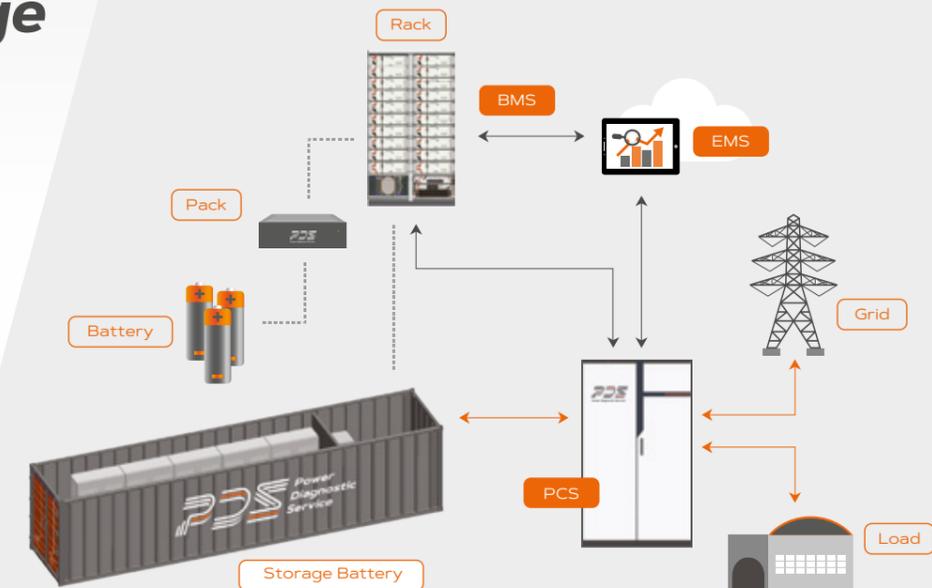
## Energy Storage Systems

Energiespeicherlösungen für Energieversorger und industrielle Anwendungen

Container inkludiert Batterieracks, Schaltgeräte, Inverter, HVAC  
BMS - Battery Management System  
20-Fuß-Container bis zu 1,2MWh  
40-Fuß-Container bis zu 2,4MWh

Modular, skalierbar und schnell einsatzbereit

Ihr Ansprechpartner:  
Predrag Nikolic  
+43 676 40 20 799



## Studie: Wie lastflussbasierte Marktkopplung funktioniert – und was verbessert werden muss

Auch innerhalb einer für das FBMC zentralen Plattform wie JAO (Joint Allocation Office) liegen nicht alle Daten an einem Zugriffspunkt vor.“

Überdies würden wesentliche Informationen nicht an alle Marktteilnehmer „in gewünschtem Ausmaß“ kommuniziert.

Dies erschwere der Österreichischen Energieagentur zufolge insbesondere kleineren sowie neuen Teilnehmern den Zugang zum Markt und sei für diese ein wesentlicher Wettbewerbsnachteil. Ausdrücklich konstatiert die Österreichische Energieagentur: Ein „Level Playing Field“ bestehe nicht.

Weiters sei die laufende Beurteilung der Qualität der von EUPHEMIA ermittelten Lösung „mit (den) derzeit zur Verfügung gestellten Informationen nicht möglich“. Die Ergebnisse ihrer Analyse fasst die Österreichische Energieagentur so zusammen:

„Transparenz bedeutet, dass die Nachvollziehbarkeit sowohl der Eingangsparameter als auch der Ergebnisse der Marktkopplung gewährleistet sein soll. Die bloße (unstrukturierte) Zurverfügungstellung von Informationen erzeugt lediglich Scheintransparenz. Die Aufbereitung der Informationen und Daten muss in einer Art und Weise erfolgen, dass mit möglichst geringen Such- und Transaktionskosten

### Was ist das Joint Allocation Office?

Das JAO ist ein 2015 gegründetes Dienstleistungsunternehmen mit Sitz in Luxemburg, das die Auktions- und Übertragungskapazitäten auf den grenzüberschreitenden Stromleitungen organisiert. Seine Inhaber sind 25 europäische Übertragungsnetzbetreiber, darunter die deutsche Tennet, die österreichische Austrian Power Grid (APG), die ungarische MAVIR, die italienische Terna und die französische RTE. Das JAO entstand durch die Fusion des Central Allocation Office (CAO) und der CASC.EU S.A., die die Kapazitätsauktionen zuvor organisiert hatten. Näheres unter [www.jao.eu](http://www.jao.eu).

### „Aktuelle Versionen wesentlicher Dokumente sind nur mit unverhältnismäßig hohen Such- und Transaktionskosten auffindbar.“

ein grundlegendes Verständnis für die Marktprozesse, Eingangsparameter und das Marktergebnis erreicht werden kann. Dies ist in einem so komplexen System wie dem FBMC notwendig, um Marktvertrauen, Markteffizienz und systemische Effizienz zu verbessern.“

„One-Stop-Shop“ als Lösung  
Als „optimale Maßnahme zur Förderung der Transparenz“ erachtet die Österreichische Energieagentur die Einrichtung eines „One-Stop-Shops“, also einer Institution bzw. Plattform, die den Marktteilnehmern, den Regulierungsbehörden und anderen interessierten Stakeholdern online den Zugang zu sämtlichen wichtigen Daten und Dokumenten im Zusammenhang mit dem FBMC bietet. Diese sollte online (HTML-basiert) alle Informationen bereitstellen und zusätzlich auch die Möglichkeit beinhalten, die Dokumente in gängigen Formaten (beispielsweise als PDF) herunterzuladen. Zur Verfügung zu stellen seien die aktuellen Versionen in konsolidierter Fassung, aber auch „in einer Art und Weise, die die Entwicklung nachvollziehbar macht“. Für die gesamte Website, aber auch für die einzelnen Dokumente sollten Filter- und Suchfunktionen zur Verfügung stehen. Daten sollten auch maschinenlesbar angeboten werden und mit einem Zeitstempel versehen sein. Zur Darstellung der Prozessabläufe eigne sich ein Flussdiagramm, verlinkt mit der HTML-basierten Beschreibung. „Zur Wissensvermittlung ideal wäre zusätzlich eine Visualisierung der Daten angelehnt an die Network-Map der ENTSO-E mit Zoomfunktion und Querweisen zu den Datensätzen“, konstatiert die Österreichische Energieagentur. Grundsätzlich habe sich die Bereitstel-

lung der Daten an den sogenannten „FAIR“-Prinzipien zu orientieren. Diesen zufolge sollten Daten auffindbar (findable), zugänglich (accessible), interoperabel (interoperable) sowie wiederverwendbar (reusable) sein.

Ein rascher und leicht verständlicher Marktüberblick lasse sich der Österreichischen Energieagentur zufolge mithilfe einer Reihe von Schlüsselindikatoren (Key Performance Indicators, KPIs) erreichen. Die erste Gruppe der Indikatoren sollte dazu dienen zu verdeutlichen, dass das FBMC anderen Formen der Marktkopplung überlegen sei. Dazu zählt die Österreichische Energieagentur die Preiskonvergenz in jener Region, in der das FBMC angewandt wird, sowie Daten hinsichtlich der Wohlfahrtsoptimierung. Mithilfe der zweiten Indikatorengruppe lasse sich die Performance von EUPHEMIA beurteilen. Zu veröffentlichen sei unter anderem die Zeit, die der Algorithmus zur Ermittlung der finalen Lösung benötige. Die dritte Gruppe von Indikatoren schließlich bietet „Informationen für den Markt“, darunter solche über die verfügbaren Leitungskapazitäten für den Day-Ahead-Handel sowie über die Preisdivergenzen in der Region, für die das FBMC erfolgt.

Die Etablierung einer solchen „zentralen Transparenzlösung“ entspreche „gerade den Intentionen der Implementierung von EUPHEMIA, nämlich die gesamteuropäische Wohlfahrt zu maximieren“, resümiert die Österreichische Energieagentur.

### Wie groß ist der Markt?

Der Österreichischen Energieagentur zufolge liege das tägliche Handelsvolumen in der Day-Ahead-Marktkopplung (Flow-Based Market Coupling) in der Marktregion Zentral- und Westeuropa (CWE) bei rund 1.500 Terawattstunden (TWh). Das entspricht etwa dem 21-fachen des jährlichen Stromverbrauchs in Österreich. Der damit erwirtschaftete Umsatz beläuft sich auf etwa 200 Millionen Euro täglich.

# Save the Date

## Die Veranstaltungsübersicht von Oesterreichs Energie Akademie

**Oesterreichs Energie Akademie bietet derzeit ausschließlich Live-Webinare an. Wir wollen Ihnen damit weiterhin ermöglichen, unser Veranstaltungsangebot optimal zu nutzen. Ab wann wir wieder Präsenz-Veranstaltungen anbieten können, hängt von den weiteren COVID-Entwicklungen ab. Wir halten Sie auf dem Laufenden. Bitte geben Sie Ihrer Aus- und Weiterbildung weiterhin die notwendige Bedeutung für Ihre berufliche Zukunft und bleiben Sie gesund!**

**21.1.2021**  
TAEV 2020 – Die neuen technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze

**23. bis 24.2.2021**  
Datenschutzrecht für die Energiewirtschaft – Kombi: Grundlagen und Spezialthemen Marketing und Verbrauchsdaten

**2.3.2021**  
TAEV 2020 – Die neuen technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze

**9. bis 10.3.2021**  
Österreichs E-Wirtschaft kompakt

**11.3.2021**  
Elektrische Energietechnik für Nicht-technikerInnen

**16. bis 17.3.2021**  
Anschluss und Parallelbetrieb von PV-Anlagen mit TOR

**16. bis 17.3.2021**  
Schaltanlagen und Netzstationen – Kernkomponenten der Energieverteilung

**21. bis 22.4.2021**  
Oesterreichs Energie Kongress 2021

**4. bis 6.5.2021**  
Verteilnetzplanung

**18. bis 20.5.2021**  
Schutztechnik  
Ausgebucht!  
Weitere Termine finden Sie auf der Website

**18. bis 20.5.2021**  
Grundlagen  
Netzurückwirkungen

**26. bis 27.5.2021**  
Batterie-Speichersysteme im Netz-Parallelbetrieb

**9. bis 10.6.2021**  
User-Group Energievertrieb & Marketing Österreich

**15. bis 18.6.2021**  
ArbeitnehmerInnen-schutz im Energieunternehmen – Basis  
Ausgebucht!  
Weitere Termine finden Sie auf der Website

**16. bis 17.6.2021**  
User-Group Innovationsmanagement in der E-Wirtschaft

**22. bis 25.6.2021**  
Der verhaltensorientierte Sicherheitscoach – Arbeitssicherheit im Wandel – Modul 1 und 2

**22. bis 23.6.2021**  
Österreichs E-Wirtschaft kompakt

**23. bis 24.6.2021**  
User-Group Finanzen & Controlling in der E-Wirtschaft

Weitere Termine sind in Vorbereitung. Schauen Sie daher regelmäßig unter [www.akademie.oesterreichsenergie.at](http://www.akademie.oesterreichsenergie.at) vorbei.

**Information und Anmeldung**  
[www.akademie.oesterreichsenergie.at](http://www.akademie.oesterreichsenergie.at)  
Oesterreichs Energie Akademie  
Brahmsplatz 3, 1040 Wien  
Tel.: +43 – (0)1 – 501 98 – 304  
E-Mail: [akademie@oesterreichsenergie.at](mailto:akademie@oesterreichsenergie.at)

## Letzte Unklarheiten



Wäre ein starkes Argument für Gleichstrom aus der Steckdose: Wechselstrom ist deutlich gefährlicher, je nach Literatur sogar um das Fünffache.

### Aus den Steckdosen auf der ganzen Welt kommt Wechselstrom. Warum eigentlich?

Gleichstrom hätte durchaus Vorteile. Eine Umstellung der Haushalte ist aktuell dennoch nicht denkbar.

**G**leichstrom versus Wechselstrom – das war der einst ein äußerst emotionales Thema. Der legendäre „Stromkrieg“, den die Erfinder Thomas Alva Edison und George Westinghouse Ende des 19. Jahrhunderts mit bemerkenswert harten Bandagen ausfochten, ging bekanntlich zugunsten von Westinghouse aus: Mit der Erfindung des Transformators setzte sich der Wechselstrom durch, ausgehend von den USA und schließlich weltweit.

Das hatte vor allem zwei Gründe: Wechselstrom lässt sich einfacher transformieren und – zumindest mit den damals verfügbaren technischen Mitteln – einfacher schalten. Da Wechselstrom periodisch seine Polung ändert, entsteht immer wieder ein „Null-Durchgang“, den man für Schaltvorgänge nutzen

kann. Was mit moderner Leistungselektronik kein Problem mehr darstellt, war im 19. Jahrhundert noch ein massives Hindernis.

Dabei spräche durchaus einiges für den Einsatz von Gleichstrom in der allgemeinen Stromversorgung. Etwa dass die Leistungsverluste bei Wechselstrom, speziell bei Übertragung über längere Strecken und hohen Spannungsebenen, deutlich höher sind. Oder auch technische Entwicklungen: Der Gleichstrom, den Photovoltaikanlagen erzeugen, muss erst über Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt werden, um letztlich aus der Steckdose kommen zu können. Vice versa benötigen etwa Computer „Netzteile“, um Wechselstrom zu Gleichstrom umzuwandeln.

Dass eine Umstellung der allgemeinen Stromversorgung auf Gleichstrom auf absehbare Zeit dennoch undenkbar ist, hat – neben offenen technischen und auch wirtschaftlichen Fragen – einen simplen Grund: Weltweit sind Milliarden an Haushaltsgeräten im Einsatz. Und fast alle benötigen Wechselstrom.

ADOBE STOCK

## Warum Forschung so wichtig ist



Die Welt der E-Wirtschaft entwickelt sich rasant. Darum unterstützt Oesterreichs Energie die Energieforschung an Österreichs Universitäten. Damit unser Land auch in Zukunft hervorragende Techniker und ideenreiche Erfinder hervorbringt – vor allem, wenn es um Strom geht.

**Weil Energie in unserer Natur liegt.**

Österreichs E-Wirtschaft setzt sich ein.  
Informieren Sie sich auf [www.oesterreichsenergie.at](http://www.oesterreichsenergie.at)

**e oesterreichs energie.**



**Strom aus Österreich  
sicher, sauber und leistbar**

# Der neue Leichtgewichtschampion mit dem Punch eines Schwergewichtlers

Wählen Sie  
die Ecke des  
Gewinners!



## STX40

Machen Sie sich bereit für den K.O. Ihrer Kabelfehler  
[www.megger.de/STX](http://www.megger.de/STX)



Ing. Robert Gruber  
Vertriebsleiter Österreich  
Tel. +43 (0) 664 125 61 70  
[robert.gruber@megger.com](mailto:robert.gruber@megger.com)  
[www.megger.at](http://www.megger.at)

**Megger** <sup>R</sup>